



TUGAS AKHIR - TE 141599

**ANALISIS KESTABILAN PADA SISTEM TRANSMISI
KELISTRIKAN KALIMANTAN 500 kV AC/DC MENGGUNAKAN
ANALISIS MODAL**

Gita Dwipermata Sari
NRP 07111645000056

Dosen Pembimbing
Dr.Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
Prof. Dr. Ir. Imam Robandi, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----



FINAL PROJECT - TE 141599

**STABILITY ANALYSIS OF 500 kV AC/DC KALIMANTAN
ELECTRICAL TRANSMISSION SYSTEM USING MODAL
ANALYSIS**

Gita Dwipermata Sari
NRP 07111645000056

Advisor
Dr.Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
Prof. Dr. Ir. Imam Robandi, MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTEMENT
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Analisis Kestabilan Pada Sistem Transmisi Kelistrikan Kalimantan 500kV AC/DC Menggunakan Analisis Modal”** adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku

Surabaya, 2 Juli 2018



Gita Dwipermata Sari
NRP 07111645000056

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

ANALISIS KESTABILAN PADA SISTEM TRANSMISI KELISTRIKAN KALIMANTAN 500 kV AC/DC MENGGUNAKAN ANALISIS MODAL

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Dr.Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
NIP. 197309271998031004

Prof. Dr. Ir. Imam Robandi, MT.
NIP. 196308171990031001



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

Analisis Kestabilan Pada Sistem Transmisi Kelistrikan Kalimantan 500kV AC/DC Menggunakan Analisis Modal

Nama : Gita Dwipermata Sari
NRP : 07111645000056
Dosen Pembimbing 1 : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
Dosen Pembimbing 2 : Prof. Dr. Imam Robandi, MT.

ABSTRAK

Pulau Kalimantan memiliki peran penting dalam sistem perekonomian sehingga membutuhkan tenaga listrik yang besar. Karena itu, Pulau Kalimantan perlu direncanakan penambahan saluran transmisi 500kV AC/DC mulai tahun 2027-2050. Sistem transmisi Kalimantan merupakan sistem yang besar sehingga rentan adanya gangguan stabilitas. Maka dari itu, diperlukan studi stabilitas dinamik pada bus 500kV AC/DC agar mengetahui kestabilan sistem. Sistem ini terhubung dengan saluran transmisi AC dan HVDC. Pada bus AC digunakan untuk transfer daya dari Kalimantan Timur dan Utara ke Kalimantan Selatan. Bus DC untuk transfer daya dari Kalimantan Selatan dan Tengah menuju Kalimantan Barat. Studi stabilitas daya pada sistem ini menggunakan metode Analisis Modal. Hasil simulasi akibat penambahan beban dan pembangkitan daya setiap tahun diperoleh hasil yang stabil dan *eigenvalue* sebesar $-0,081+j4,669$, frekuensi 0,743 Hz dan rasio redaman terkecil sebesar 1,7%.

Kata Kunci : *analisi modal, kestabilan, eigenvalue, rasio redaman.*

Halaman ini sengaja dikosongkan

***Stability Analysis of 500kV AC/DC Kalimantan Electrical
Transmission System Using Modal Analysis***

Name	: Gita Dwipermata Sari
NRP	: 07111645000056
Supervisor I	: Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
Supervisor II	: Prof. Dr. Imam Robandi, MT.

ABSTRACT

Kalimantan has an important role in economic system that needs huge electricity power. Therefore, Kalimantan needs to planned to add 500kV AC / DC transmission line from 2027-2050. Kalimantan transmission system is a large system so vulnerable to stability disturbances. Therefore, the study of dynamic stability on the bus 500kV AC / DC to know the stability of the system. The system is connected with AC and HVDC transmission line. On AC buses are used for power transfer from East and North Kalimantan to South Kalimantan. DC bus for power transfer from South and Central Kalimantan to West Kalimantan. The study of power stability on this system use Modal Analysis method. Simulation results due to the addition of load and power generation each year is stable in 2027 with *eigenvalue* $-0.081 + j4,669$, frequency 0.743 Hz, and the smallest attenuation ratio 1.7%.

Keywords: modal analysis, stability, eigenvalue, damping ratio.

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur saya panjatkan kepada Allah subhanahu wa ta'ala atas berkah dan rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan judul :

Analisis Kestabilan Pada Sistem Transmisi Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC/DC Menggunakan Analisis Modal

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Penulis berharap diperlukan adanya studi lanjut tentang implementasi pada kemudian hari. Dan besar harapan penulis agar buku Tugas Akhir ini dapat menambah wawasan dan pengetahuan untuk pembacanya.

Pada Tugas Akhir ini penulis juga menyadari dalam penyusunan buku ini terdapat kekurangan, maka dari itu penulis berharap mendapatkan kritik dan saran yang membangun.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Atas selesainya penyusunan Tugas Akhir ini, saya sebagai penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. ALLAH subhanahu wa ta'ala karena tanpaNya penulis tidak akan bisa menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Mama dan kakak saya yang selalu medoakan, memberikan semangat dan memberikan motivasi agar saya dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
3. Bapak Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng. selaku dosen pembimbing pertama yang telah bersedia memberikan saya plan untuk Tugas Akhir dan selalu memberikan bimbingan dalam mengerjakan Tugas Akhir dan membimbing untuk menyelesaikan masalah, sehingga saya dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
4. Bapak Prof. Dr. Imam Robandi, MT.. selaku dosen pembimbing kedua yang telah selalu memberikan masukan dalam mengerjakan Tugas Akhir dan bimbingan untuk dapat menyelesaikan masalah dan telah memberi masukan dalam buku agar Tugas Akhir ini dapat selesai tepat pada waktunya.
5. Mas Isan, yang nemenin susah suka, kesel capek.
6. Rewinda, Novi , Heri, angga, Tika double, Teman-teman sistem tenaga lintas jalur 2016, Proyek Kalimantan dalam group "uye-uye" dan temen temen Reguler.
7. Semua pihak yang telah bersedia meluangkan waktunya untuk membantu penyusunan Tugas Akhir ini yang tidak dapat disebutkan satu per satu.
Serta kepada semua pihak yang telah mebanut dalam masa perkuliahan dan pengerjaan Tugas Akhir

Besar harapan penulis dalam buku Tugas Akhir ini bisa memberikan masukan dan manfaat bagi pembaca. Penulis juga berharap mendapatkan kritik dan saran yang dapat membangun agar lebih baik lagi. Terima kasih

Surabaya, Juli 2018

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
PERNYATAAN KEASLIAN	v
HALAMAN PENGESAHAN	vii
ABSTRAK	ix
<i>ABSTRACT</i>	xi
KATA PENGANTAR	xiii
UCAPAN TERIMA KASIH	xv
DAFTAR ISI	xvii
DAFTAR GAMBAR.....	xxi
DAFTAR TABEL	xxiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	3
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Tujuan	3
1.5 Metode Penelitian	4
1.6 Sistematika Pembahasan.....	5
1.7 Relevansi	5
BAB II DASAR TEORI	7
2.1 Kestabilan[8]	7
2.1.1 Kestabilan Sudut Rotor.....	8
2.1.2 Kestabilan Tegangan[17]	9
2.1.3 Kestabilan Frekuensi.....	10
2.2 Analisis Modal[18]	10
2.3 Representasi <i>State Space</i>	11
2.4 Titik Keseimbangan.....	11
2.5 Linierisasi	12
2.6 Eigenvalue	12
2.7 Saluran HVDC.....	14
2.7.1 Klasifikasi Saluran HVDC.....	14
2.8 Hal-Hal yang Mempengaruhi Kestabilan	16
2.8.1 Hubung Singkat	16
2.8.2 Beban Berlebih (<i>Overload</i>).....	16
BAB III DATA dan METODOLOGI.....	17
3.1 Sistem Kelistrikan Kalimantan	17

3.2 Saluran Transmisi 500kV	18
3.3 Penambahan Pembangkit Kalimantan	19
3.4 Data Beban Kalimantan	24
3.5 Metodologi	28
BAB IV SIMULASI DAN ANALISA	31
4.1 Pemodelan dan Studi Kasus Sistem Kelistrikan Kalimantan	31
4.2 Analisa <i>Eigenvalue</i> Tahun 2027	31
4.2.1 Analisa Mode 228	32
4.2.1 Analisa Mode 226	35
4.3 Analisa <i>Eigenvalue</i> Tahun 2030	38
4.3.1 Analisa Mode 123	39
4.3.2 Analisa Mode 273	41
4.4 Analisa <i>Eigenvalue</i> Tahun 2035	44
4.4.1 Analisis Mode 179	45
4.4.2 Analisis Mode 430	48
4.5 Analisa <i>Eigenvalue</i> Tahun 2040	51
4.5.1 Analisis Mode 543	52
4.5.2 Analisis Mode 165	56
4.6 Analisa <i>Eigenvalue</i> 2045	58
4.6.1 Analisa Mode 173	58
4.6.2 Analisa Mode 167	60
4.7 Analisa <i>Eigenvalue</i> Tahun 2050	62
4.7.1 Analisis Mode 392	63
4.7.2 Analisis Mode 192	68
BAB V KESIMPULAN	71
5.1 Kesimpulan	71
5.2 Saran	71
BAB VI DAFTAR PUSTAKA	73
LAMPIRAN	75
DAFTAR INDEKS	79
DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN	81
BIODATA PENULIS	83

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Kestabilan Sistem Tenaga	8
Gambar 2. 2 HVDC Saluran Monopolar.....	14
Gambar 2. 3 HVDC Saluran Bipolar	15
Gambar 2. 4 HVDC Saluran Homopolar	16
Gambar 3. 1 Jalur Selatan	17
Gambar 3. 2 <i>Backbone</i> Kalimantan.....	18
Gambar 3. 3 Flowchart metodologi simulasi	29
Gambar 4. 1 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2027	32
Gambar 4. 2 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 228.....	33
Gambar 4. 3 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 228....	33
Gambar 4. 4 Sudut Rotor dan Kecepatan <i>Participation Factor</i> Mode 228.....	35
Gambar 4. 5 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 226.....	36
Gambar 4. 6 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 226....	36
Gambar 4. 7 Kecepatan dan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 226.....	38
Gambar 4. 8 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2030	38
Gambar 4. 9 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 123.....	39
Gambar 4. 10 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 123..	39
Gambar 4. 11 Kecepatan dan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 123.....	40
Gambar 4. 12 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 273.....	42
Gambar 4. 13 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 273..	42
Gambar 4. 14 Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 273	44
Gambar 4. 15 Kecepatan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 273.....	44
Gambar 4. 16 <i>Eigenvalue</i> tahun 2035	45
Gambar 4. 17 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 179.....	46
Gambar 4. 18 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 179..	46
Gambar 4. 19 Kecepatan dan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 179.....	47
Gambar 4. 20 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 430.....	49

Gambar 4. 21 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 430..	49
Gambar 4. 22 Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 430	50
Gambar 4. 23 Kecepatan Sudut <i>Participation Factor</i> Mode 430.	51
Gambar 4. 24 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2035	52
Gambar 4. 25 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 543.....	53
Gambar 4. 26 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 543.	53
Gambar 4. 27 Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 543	55
Gambar 4. 28 Kecepatan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 543.....	55
Gambar 4. 29 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 165.....	56
Gambar 4. 30 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 165..	56
Gambar 4. 31 Kecepatan dan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 165.....	57
Gambar 4. 32 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2045	58
Gambar 4. 33 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 173.....	59
Gambar 4. 34 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> 173	59
Gambar 4. 35 Sudut Rotor dan Kecepatan dan <i>Participation Factor</i> Mode 173	60
Gambar 4. 36 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 167.....	61
Gambar 4. 37 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 167..	61
Gambar 4. 38 Sudut Rotor dan kecepatan Sudut <i>Participation Factor</i> Mode 167	62
Gambar 4. 39 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2050	63
Gambar 4. 40 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 392.....	65
Gambar 4. 41 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 392..	65
Gambar 4. 42 Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 392.....	67
Gambar 4. 43 Kecepatan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 392.....	68
Gambar 4. 44 Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 192.....	69
Gambar 4. 45 Kecepatan Sudut Rotor <i>Observability</i> Mode 192..	69
Gambar 4. 46 Kecepatan dan Sudut Rotor <i>Participation Factor</i> Mode 192.....	70

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data Saluran Transmisi 500kV	19
Tabel 3. 2 Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Barat.....	19
Tabel 3. 3 Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah.....	20
Tabel 3. 4 Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan.....	21
Tabel 3. 5 Data Penambahan Pembangkit 2030.....	22
Tabel 3. 6 Data Penambahan Pembangkit 2035.....	22
Tabel 3. 7 Data Penambahan Pembangkit 2040.....	22
Tabel 3. 8 Data Penambahan Pembangkit 2045.....	23
Tabel 3. 9 Data Penambahan Pembangkit 2050.....	23
Tabel 3. 10 Data Beban Kalimantan Barat.....	24
Tabel 3. 11 Data Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah	25
Tabel 3. 12 Data Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara	26
Tabel 4. 1 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2027	31
Tabel 4. 2 <i>Observability</i> Mode 228.....	32
Tabel 4. 3 <i>Participation Factor</i> Mode 228	34
Tabel 4. 4 <i>Observability</i> Mode 226.....	35
Tabel 4. 5 <i>Participation Factor</i> Mode 226	37
Tabel 4. 6 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2030	38
Tabel 4. 7 <i>Observability</i> Mode 123.....	39
Tabel 4. 8 <i>Participation Factor</i> Mode 123	40
Tabel 4. 9 <i>Observability</i> Mode 406.....	41
Tabel 4. 10 <i>Participation Factor</i> Mode 273	43
Tabel 4. 11 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2035	45
Tabel 4. 12 <i>Observability</i> Mode 179.....	45
Tabel 4. 13 <i>Participation Factor</i> Mode 179	47
Tabel 4. 14 <i>Observability</i> Mode 430.....	48
Tabel 4. 15 <i>Participation Factor</i> Mode 430	50
Tabel 4. 16 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2035	51
Tabel 4. 17 <i>Observability</i> Mode 543.....	52

Tabel 4. 18 <i>Participation Factor</i> Mode 543.....	54
Tabel 4. 19 <i>Observability</i> Mode 165.....	56
Tabel 4. 20 <i>Participation Factor</i> Mode 165	57
Tabel 4. 21 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2045	58
Tabel 4. 22 <i>Observability</i> Mode 173.....	58
Tabel 4. 23 <i>Participation Factor</i> Mode 173	60
Tabel 4. 24 <i>Observability</i> Mode 167.....	60
Tabel 4. 25 <i>Participation Factor</i> Mode 167	62
Tabel 4. 26 <i>Eigenvalue</i> Sistem Pada Tahun 2050	63
Tabel 4. 27 <i>Observability</i> Mode 392.....	63
Tabel 4. 28 <i>Participation Factor</i> Mode 392	66
Tabel 4. 29 <i>Observability</i> Mode 192.....	68
Tabel 4. 30 <i>Participation Factor</i> Mode 192	70

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dinamika kebutuhan listrik di Indonesia terus meningkat, mulai dari segi produksi, konsumsi, dan industri. Seperti Pulau Kalimantan yang menjadi salah satu pulau yang mempunyai peran penting pada perekonomian Indonesia sehingga daya listrik di Pulau Kalimantan juga akan terus. Hal ini terjadi karena kebutuhan manusia mempunyai pola yang berkembang dengan teknologi dan industri sehingga selaras dengan pertambahan kebutuhan listrik untuk terus memproduksi listrik dalam jumlah besar. Sehingga akibat peningkatan beban dalam sistem tenaga listrik, aman dan andal pengoperasian sistem tenaga menjadi dominan masalah untuk operator sistem [1]–[3]. Beban yang luar biasa dan konsumsi daya terutama di negara-negara berkembang hampir keluar batas aman stabilitas sistem [4]. Kenyataanya peningkatan beban dan konsumsi daya memiliki jaringan interkoneksi yang saling terhubung. Sistem yang sudah interkoneksi dengan jaringan sebelumnya menghasilkan isolasi yang besar dan kompleks. Hal ini terjadi karena sistem yang sangat besar sehingga lebih rentan terhadap masalah stabilitas seperti osilasi antar-daerah di mana satu daerah beresilasi terhadap satu atau banyak lainnya. Ketidakstabilan ini dapat sangat berbahaya jika menyebabkan pemadaman (Amerika Utara, 2003) yang mengapa analisis stabilitas harus dilakukan untuk mencegahnya fenomena ini [5].

Pentingnya analisa kestabilan sistem yaitu mengetahui kemampuan sistem untuk tetap dalam keadaan seimbang setelah terjadi gangguan atau kembali ke keadaan normal setelah terjadi gangguan [6]. Analisa kestabilan dapat diketahui dengan menggunakan software yang sudah tersedia, seperti DIgSILENT. DIgSILENT dapat digunakan untuk mengetahui stabilitas sistem dengan nilai eigen dan simulasi domain waktu terhadap pembangkitan yang dioperasi penuh [7]. *Software* ini dapat menganalisa sistem kestabilan dengan metode analisis modal.

Analisis modal merupakan pendekatan melalui domain frekuensi yang melihat stabilitas sinyal kecil (*small signal stability*)

[5]. Stabilitas sinyal kecil (*small signal stability*) adalah kemampuan daya sistem untuk mempertahankan sinkronisme (tetap seimbang) ketika mengalami gangguan kecil. Dalam hal ini, gangguan dianggap kecil jika persamaan yang menggambarkan hasil respons sistem dapat dilinierisasi untuk tujuan analisis. Ketidakstabilan itu dapat menghasilkan dapat berupa dua bentuk yaitu peningkatan sudut generator rotor yang stabil karena kurangnya sinkronisasi torsi, atau osilasi rotor yang meningkatkan amplitudo karena kurangnya torsi redaman yang cukup [8].

Salah satu cara untuk menentukan elektromekanik kinerja osilasi dari kestabilan daya dengan menghitung nilai eigen dan rasio redaman yang paling kecil. Rasio redaman yang didapat menjelaskan kemampuan redaman dari sistem tenaga [9]. Jika osilasi ini tidak mampu teredam dengan baik maka akan membuat sistem tidak stabil sehingga terjadi pemisahan daya dan terjadi pemadaman[10]. Penghitungan nilai eigen dan vektor eigen berperan penting dalam analisis studi kelistrikan. Pada paper [11] analisa *eigenvalue* yang dilakukan pada sistem yang memiliki 330kV dan di dapat *eigenvalue* yang stabil pada sistem interkoneksi 330kV di Nigeria. Analisa ini berdasarkan osilasi antar daerah pada sistem. Dengan mengetahui osilasi antar daerah pada sistem, dapat diketahui pembangkit mana yang membuat sistem tidak stabil untuk dianalisa ke tahap selanjutnya. Osilasi ini punya frekuensi dalam kisaran 0,2 hingga 2,0 Hz dan muncul ketika generator di satu sisi garis koneksi mulai berosilasi melawan generator dari sisi lain, menghasilkan periodik transfer daya listrik sepanjang garis ini. Sistem teredam osilasi ini akan diserap dalam beberapa detik tetapi dalam kasus lain mereka dapat menyebabkan ketidakstabilan[5].

Dengan metode analisis modal akan diterapkan pada tugas akhir ini yang membahas sistem kelistrikan Kalimantan. Pada Pulau Kalimantan saluran Transmisi di Kalimantan meliputi, Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara (Kaltimra), Kalimantan Bara (Kalbar)t, Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Kalseteng), seperti yang disebutkan di RUPTL masih berupa interkoneksi backbone 150kV [12]. Maka dari itu, untuk mengikuti pertumbuhan konsumsi listrik yang terus berkembang diperlukan pembangunan pembangkitan saluran transmisi 500kV AC/DC. Kestabilan 500kV DC dengan menggunakan Analisis Modal (*Small Signal Stability*)

yang menghubungkan *backbone* antara Kalimantan Barat (Sei Raya, Putussibau), Kalimantan Utara (Kayan Hulu), Kalimantan Timur (Long Apari, Tanjung Redep, Bontang, Samarinda, Balikpapan), Kalimantan Selatan (Banjarmasin) dan Kalimantan Selatan (Banjarmasin) serta terhubung 500kV AC ke Kalimantan Tengah (Palangkaraya).

Sistem ini direncanakan sampai tahun 2050 mendatang, sehingga kasusnya terjadi penambahan beban dan kapasitas pembeban yang terus meningkat menjadi kasus dengan metode analisis modal ini. Selain itu dapat mengetahui hasil kestabilan dalam domain waktu ketika terjadi gangguan hubung singkat pada salah satu saluran DC.

Dengan menggunakan metode di atas, pada sistem ini menggunakan metode Analisis Modal akibat penambahan beban dan pembangkitan daya setiap tahun diperoleh *eigenvalue* yang mempunyai nilai $-0,081+j4,669$, frekuensi 0,743 Hz dan rasio redaman 1,7%. yang masih dalam batas rasio redaman.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah yang akan dibahas pada tugas akhir ini sebagai berikut:

- Mendesain dan simulasi sistem kelistrikan Pulau Kalimantan.
- Menganalisis *backbone* kestabilan sistem kelistrikan Pulau Kalimantan akibat penambahan beban dari tahun 2027-2050
- Mendapatkan *eigenvalue* dari sistem kelistrikan Pulau Kalimantan.
- Mengetahui klasifikasi *inter area* dan *local area*.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang akan dibahas pada tugas akhir ini sebagai berikut:

- Tugas akhir ini menggunakan software DIGSILENT Power Factory 15.1.
- RUPTL yang digunakan adalah prediksi RUPTL 2017-2026 dan *masterplan* pembangkitan sampai tahun 2050.

1.4 Tujuan

Tujuan pada tugas akhir ini sebagai berikut:

- a. Dapat mendesain dan simulasi sistem kelistrikan Kalimantan hingga 2050.
- b. Mengetahui kestabilan sistem kelistrikan Kalimantan setelah mengalami penambahan beban.
- c. Mendapatkan *eigenvalue* dari sistem Kalimantan.
- d. Mengetahui klasifikasi inter area dan local area

1.5 Metode Penelitian

Metodologi yang digunakan pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan Data
Pengumpulan data-data sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2017 berupa data beban, generator, transformator, motor listrik dan data lainnya. Sehingga data-data tersebut terkumpul dapat diolah untuk tahap selanjutnya.
2. Pemodelan Sistem
Tujuan tahap ini adalah membuat *Single Line Diagram* (SLD), yang didapatkan dari data-data sistem kelistrikan Kalimantan yang diperoleh sebelumnya dan dimodelkan dalam bentuk SLD. Setelah itu, parameter yang di dapat dimasukkan dalam pemodelan SLD.
3. Simulasi dan Analisis
Dalam simulasi stabilitas menggunakan metode Analisis Modal. Metode analisis modal atau biasa disebut dengan *small signal stability* digunakan untuk menganalisis stabilitas sistem menggunakan nilai *eigenvalue* dengan DIGSILENT [6]. Metode ini digunakan pada *backbone* 500kV AC/ DC.
4. Studi Kasus dan Analisis Kestabilan
Studi kasus yang terjadi ketika terjadi penambahan beban dan pembangkit sampai 2050.
5. Penarikan Kesimpulan
Memberikan kesimpulan mengenai kestabilan yang didapatkan pada Sistem Kelistrikan 500kV AC/DC Transmisi Kalimantan serta hasil analisa tentang sistem kelistrikan tahun 2027-2050.

1.6 Sistematika Pembahasan

Terdapat lima bab pada sistematika pembahasan penulisan dalam buku Tugas Akhir ini, sebagai berikut:

BAB I : Pendahuluan

Pada bab pendahuluan ini akan dibahas mengenai latar belakang, permasalahan dan batasan masalah, tujuan, metode penelitian, sistematika pembahasan dan relevansi.

BAB II : Dasar Teori

Pada bab ini secara garis besar akan diterangkan teori yang berkaitan dengan kestabilan sistem kelistrikan.

BAB III : Data Dan Metodologi

Pada bab ini membahas Sistem Transmisi Kelistrikan Kalimantan 500 kV, data penambahan pembangkit, data saluran transmisi, kapasitas dan pembangkitan, data pembebanan tahun setiap tahun yang di analisa. Memberikan kesimpulan mengenai kestabilan yang didapatkan pada Sistem Kelistrikan 500kV AC/DC Transmisi Kalimantan serta hasil analisa tentang sistem kelistrikan tahun 2025-2050 dan metologi simulasi dengan software *Power Factory* 15.1.

BAB IV : Simulasi dan Analisis

Pada bab ini dilakukan simulasi dengan software *Power Factory* 15.1. dengan disimulasikan penambahan beban. Dianalisis kestabilan sistem.

BAB V : Penutup

Pada bab ini dijelaskan mengenai kesimpulan dan saran mengenai analisis kestabilan sistem yang telah dibahas

1.7 Relevansi

Diharapkan dari Tugas Akhir ini mendapatkan hasil yang dapat bermanfaat dan bisa digunakan sebagai referensi pada analisa selanjutnya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

DASAR TEORI

2.1 Kestabilan[8]

Kestabilan merupakan kemampuan sistem untuk tetap dalam keadaan seimbang setelah terjadi gangguan atau kembali ke keadaan normal setelah terjadi gangguan. Kestabilan pada sistem tenaga listrik dikelompokkan menjadi 3 bagian yaitu

- a. Kestabilan *Steady-State*
- b. Kestabilan Transien
- c. Kestabilan Dinamis

Pada sistem kelistrikan sistem tenaga dapat terjadi beberapa gangguan yang mempengaruhi kestabilan sistem:

- a. Gangguan kecil[15]

Gangguan Kecil yang terjadi merupakan gangguan yang diakibatkan perubahan beban atau transfer daya pembangkitan secara acak, pelan dan mengalami peningkatan ataupun penurunan. Peristiwa trip pada sistem tenaga listrik dianggap sebagai gangguan kecil jika dampak dari aliran daya sebelumnya tidak signifikan.

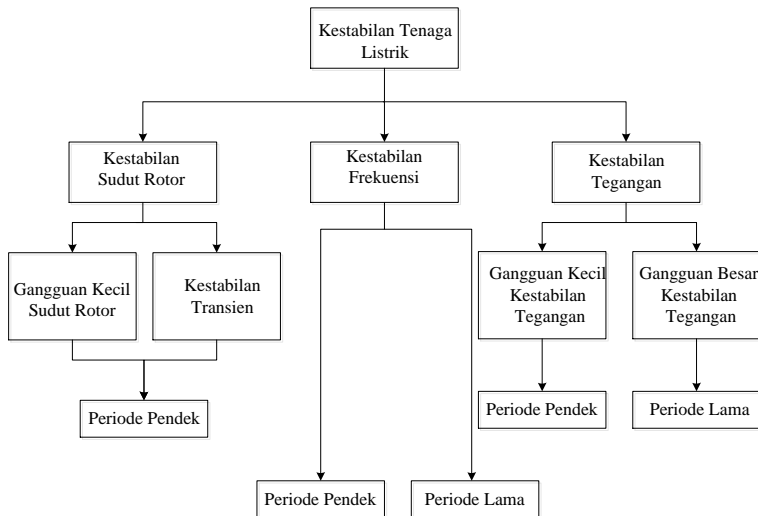
- b. Gangguan besar [15]

Gangguan ini bersifat mendadak. Gangguan besar menimbulkan perubahan yang signifikan pada tegangan bus. Maka dari itu, gangguan ini harus segera dihilangkan agar tidak akan mempengaruhi kestabilan sistem tenaga.

Klasifikasi kestabilan sistem tenaga listrik dibagi menjadi tiga, yaitu[16] :

1. Kestabilan sudut rotor
2. Kestabilan frekuensi
3. Kestabilan tegangan

Skema dari sistem kestabilan dapat dilihat dari bagan pada Gambar 2.1



Gambar 2. 1 Kestabilan Sistem Tenaga

2.1.1 Kestabilan Sudut Rotor

Kestabilan sudut rotor adalah kemampuan mesin mesin pada sistem tenaga yang saling interkoneksi untuk tetap mempertahankan kondisi seimbang (sinkron) setelah terjadi gangguan. Gangguan yang menyebabkan sistem tidak stabil ini berpengaruh pada keseimbangan antar torsi elektromagnetik dan torsi mekanik disetiap mesin listrik. Hal ini dapat mengakibatkan perubahan kecepatan sudut ayunan pada generator sehingga hilang kendaliterhadap generator lain. Fenomena ini disebabkan oleh daya luaran dari generator berubah sesuat sudut rotoo yang berubah juga.[8] kestabilan sudut rotor sendiri dibagi menjadi dua kategori agar memudahkan dalam analisis yaitu:[16]

a. Gangguan kecil

Pada gangguan kecil inibergantung pada kondisi awal operasi sistem. Pada gangguan ini ketidakstabilan sistem disebabkan oleh 2 hal,yaitu terjadinya peningkatan sudu rotor ketika keadaan mode tanpaisolasi dan tidak periodik.

Pada kestabilan sudut rotor bergantung terhadap kondisi awal operasi sistem. Pada gangguan ini, ketidakstabilan mungkin terjadi disebabkan osilasi dan tidak periodik dan torsi redaman tidak mencukupi untuk meredam osilasi tersebut.

b. Gangguan besar

Pada gangguan ini, ketidakstabilan biasanya menghasilkan sudut rotor baru yang disebabkan torsi sinkronisasi tidak mampu mencukupi yang menyebabkan ketidakstabilan pada ayunan pertama.

2.1.2 Kestabilan Tegangan[17]

Kestabilan tegangan merupakan kemampuan dari sistem tenaga listrik dalam mempertahankan kondisi tegangan untuk tetap stabil pada semua bus saat terjadi gangguan. Gangguan ini biasanya berupa supply daya pembangkit dan kebutuhan beban dalam sistem tenaga.

Gangguan ini dapat mengakibatkan kenaikan ataupun penurunan tegangan. Ketika terjadi kenaikan tegangan arus yang mengalir pada sistem tenaga meningkat sehingga menyebabkan kerugian daya mengalami peningkatan. Hal ini menyebabkan pendeknya umur peralatan. Peningkatan tegangan disebabkan oleh eksitasi berlebihan pada generator, pengaturan beban kapasitif yang berlebihan, dan juga sambaran petir pada saluran transmisi.

Ketika terjadi penurunan tegangan disebabkan kurangnya eksitasi dari generator, jarak beban yang jauh dari sistem distribusi, dan jarak transmisi yang terlalu panjang. Salah satu faktor penyebab ketidakstabilan tegangan adalah ketika gangguan yang terjadi mengakibatkan kebutuhan daya reaktif melebihi kapasitas daya reaktif yang tersedia. Kestabilan tegangan dikelompokkan menjadi beberapa kategori yaitu :

a. Gangguan besar.

Biasanya gangguan yang terjadi adalah hilangnya pembangkit dari suatu sistem, lepasnya generator, dan hubungan singkat (*short circuit*).

b. Gangguan kecil

Gangguan kecil yang termasuk seperti kenaikan pada beban.

2.1.3 Kestabilan Frekuensi

Kestabilan frekuensi adalah kemampuan sistem untuk bisa mempertahankan frekuensi agar tetap stabil ketika terjadi gangguan yang mengakibatkan ketidakseimbangan anantara daya yangdibangkitkan oleh pembangkit dengan daya yang diserap oleh beban. Kestabilan frekuensi berkaitan dengan ketidakmampuan dari respon peralatan listrik, koordinasi dari peralatan kontrol yang kurang baik, dan daya cadangan pembangkitan (*spining reserve*) yang kurang.

2.2 Analisis Modal[18]

DIgSILENT PowerFactory memiliki modul analisis stabilitas sinyal kecil pada sistem tenaga listrik dengan menggunakan analisis *eigenvalue* yang sesuai untuk representasi sistem yang seimbang. Analisis perhitungan mempertimbangkan mode osilasi pada sistem. Analisis ini dapat digunakan untuk sistem non-konvensional juga seperti turbin angin, sistem PV dan HVDC. Hasil dari analisis ini berupa plot *eigenvalue* yang mencakup informasi tentang osilasi frekuensi, redaman dan rasio redaman. Analisis Modal menghitung nilai eigen dan vektor eigen dari sistem dinamis multi-mesin termasuk semua pengendali dan model pembangkit listrik. Perhitungan yang menggunakan perhitungan *eigenvalue* juga disebut *small signal stability*.

Gangguan dianggap kecil jika persamaan yang menggambarkan respon yang dihasilkan dari sistem tenaga dapat dilinierisasi untuk tujuan analisis. Ketidakstabilan yang dihasilkan dapat berupa dua bentuk [8]:

- a. Peningkatan *steady state* sudut rotor generator yang karena kekurangan sinkronisasi pada torsi.
- b. Peningkatan osilasi rotor pada amplitudo karena kurang mencukupi dari torsi redaman.

Perhitungan *eigenvalue* dan *eigenvector* yang biasa digunakan dalam studi stabilitas osilasi. Terlebih dahulu diperlukan perhitungan mode osilasi awal. Mode osilasi dari sistem ketika pembangkit dan pengontrolan dalam sstem dinonaktifkan, sehingga

semua daya dan tegangan eksitasi konstan. Setelah menentukan mode dampak dari pengontrol dan mode lain dapat diketahui.

2.3 Representasi *State Space*

Perilaku dinamik pada sistem tenaga dijelaskan dengan persamaan diferensial nonlinier orde pertama seperti berikut ini:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i=1, 2, \dots, n \quad (2.1)$$

di mana n adalah urutan sistem dan r adalah jumlah input. Persamaan di atas dapat ditulis dalam bentuk berikut dengan menggunakan notasi vektor-matriks:

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (2.2)$$

Di mana

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

x_1 = state vector

x = state variable

u = vektor input ke sistem

waktu merupakan t , turunan dari vektor keadaan x yang berhubungan dengan t disebut \dot{x}_i . Maka akan menjadi

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.3)$$

2.4 Titik Keseimbangan

Titik keseimbangan merupakan titik-titik di mana semua turunan $\dot{x}_1, \dot{x}_2, \dots, \dot{x}_n$ sama dengan nol. mereka menunjukkan titik-titik pada lintasan dengan kecepatan nol. Sistem ini ketika keadaan diam karena semua variabel konstan dan tidak berubah terhadap waktu. Titik keseimbangan (ekuilibrium) harus memenuhi persamaan:

$$f(x_0) = 0 \quad (2.4)$$

Di mana x_0 merupakan state varibale x ketika pada titik keseimbangan.

2.5 Linierisasi

Ketika vektor keadaan awal x_0 dan vektor input u_0 yang sesuai dengan titik keseimbangan

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (2.5)$$

Dan ketika terjadi gangguan dari *state space* di atas adalah:

$$x = x_0 + \Delta x \quad u = u_0 + \Delta u \quad (2.6)$$

Di mana Δ menunjukkan penyimpangan kecil. Maka persamaan *state* yang baru adalah

$$\begin{aligned} \dot{x} &= \dot{x}_0 + \Delta \dot{x} \\ &= f([x_0 + \Delta x, (u_0 + \Delta u)]) \end{aligned} \quad (2.7)$$

2.6 Eigenvalue

Eigenvalue dan *eigenvector* adalah persamaan yang paling kuat untuk analisis stabilitas. *Eigenvalue* dapat dilihat pada persamaan ini:

$$\lambda = \sigma_i + j\omega_i \quad (2.8)$$

Dan mode osilasi dikatakan stabil jika nilai real *eigenvalue*nya bernilai negative, maka $\sigma_i < 0$

Persamaan periode dan rendaman dari mode diberikan adalah sebagai berikut:

$$\tau_i = \frac{2\pi}{\omega_i} \quad (2.9)$$

$$d_i = -\sigma_i = \frac{1}{T_p} \ln \left\{ \frac{A_n}{A_{n+1}} \right\} \quad (2.10)$$

di

mana A_n dan A_{n+1} merupakan amplitude dari ayunan maximum dan minimum.

Periode osilasi generator lokal biasanya berkisar 0,5-5 Hz. Namun untuk periode osilasi antar area biasanya 5-20x lebih besar dari osilasi generator lokal.

Kontribusi absolut dari generator ke mode osilasi mendapatkan gangguan dapat dihitung dengan:

$$\omega_i(t) = \sum_{i=1}^n c_i \varphi_i e^{\lambda_i t} \quad (2.11)$$

c merupakan diatur dalam satuan vector, $c=[1, \dots, 1]$ di mana sesuai dengan teori gangguan yang membangkitkan semua generator dengan frekuensi yang sama. Unsur-unsur dari *eigenvector* (φ_i) mewakili mode *eigenvalue* i yang menunjukkan aktivitas relatif dari *variable state* ketika keadaan tertentu.

Eigenvector yang bagian kanan (φ_i) disebut sebagai : *observability* vector, sedangkan bagian yang kiri mengukur aktifitas *variable state* x dalam mode I sehingga *eigenvector* kiri disebut “relative contribution vectors”. Normalisasi dilakukan pada generator yang memiliki kontribusi amplitudo terbesar dengan *factor* relatif kontribusinya sebesar 1 dan -1. Untuk sistem kelistrikan n mesin , generator $n-1$ mode osilasi akan muncul dan komplek konjuate $n-1$ *eigenvalue* λ_i tidak ditemukan. Kecepatan mekanik ω_i dari n generator akan dideskripsikan seperti ini:

$$\begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \\ \dots \\ \omega_n \end{bmatrix} = c_1 \begin{bmatrix} \varphi_{12} \\ \varphi_{22} \\ \dots \\ \varphi_{1n} \end{bmatrix} e^{\lambda_1 t} + c_2 \begin{bmatrix} \varphi_{21} \\ \varphi_{22} \\ \dots \\ \varphi_{1n} \end{bmatrix} e^{\lambda_2 t} + \dots + c_n \begin{bmatrix} \varphi_{n1} \\ \varphi_{n2} \\ \dots \\ \varphi_{nn} \end{bmatrix} e^{\lambda_n t} \quad (2.12)$$

Masalah penggunaan *eigenvector* kanan atau kiri digunakan untuk menganailisi generator yang berpartisipasi pada mode i yan bergantung pada skala dan vector. Maka dari itu, *eigenvector* φ_i dan ψ_i adalah kombinasi matrik P dari *factor* partisipan oleh:

$$P_i = \begin{bmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \dots \\ P_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varphi_{1i} \cdot \psi_{i1} \\ \varphi_{2i} \cdot \psi_{i2} \\ \dots \\ \varphi_{ni} \cdot \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Matrik P_{ij} disebut faktor partisipan. Indikator ini memberi indikasi pada osilasi dinamis. Hal ini menunjukkan dengan mudah untuk menentukan lokasi yan membutuhkan untuk distabilkan gunamempengaruhi redaman sistem agar berkurang. Selanjutnya

faktor partisipan dinormalisasikan sehingga penjumlahan semua mode sama dengan 1.

2.7 Saluran HVDC

Sistem transmisi HVDC biasanya dipasang pada backbone sistem tenaga listrik. Kombinasi antara keandalan yang tinggi dan umur penggunaan yang lama. Komponen HVDC adanya konverter daya yang berfungsi sebagai interkoneksi antara sistem transmisi AC. Konverter dari AC ke DC menggunakan rectifier dan dari DC ke AC menggunakan inverter.[19]

Transmisi HVDC mempunyai kerugian transmisi yang relatif rendah daripada HVAC namun biaya yang lebih mahal daripada HVAC. Maka dari itu, sangat cocok untuk koneksi dengan jarak yang jauh dan transfer daya yang relatif besar.

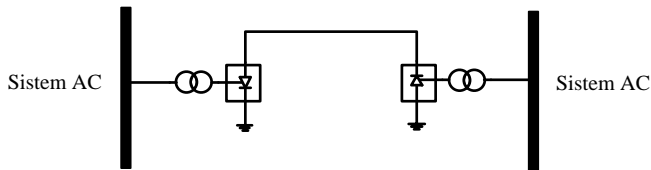
Dalam hal ini dijelaskan mengenai klasifikasi saluran transmisi HVDC

2.7.1 Klasifikasi Saluran HVDC

Saluran HVC diklasifikasikan menjadi 3 jenis yaitu:

a. Saluran Monopolar[19]

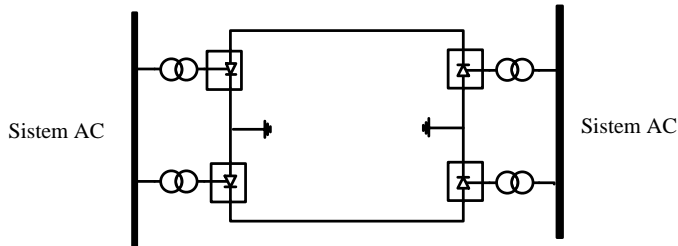
Saluran monopolar memiliki satu konduktor dan menggunakan ground atau ground laut. Ground ini digunakan untuk gangguan harmonik ataupun korosi. Karena efek korona yang terjadi pada saluran kabel DC lebih rendah terjadi pada polaritas negatif dari pada polaritas positif maka digunakan dalam operasi biasanya yang polaritas negatif.



Gambar 2. 2 HVDC Saluran Monopolar

b. Saluran Bipolar[19]

Saluran bipolar mempunyai dua konduktor, bagian salah satunya positif dan yang lainnya negatif. Setiap terminal mempunyai dua set konverter daya rating yang sama di sisi seri sistem DC. Dan memiliki ground dari kedua set atau bisa dijadikan satu.

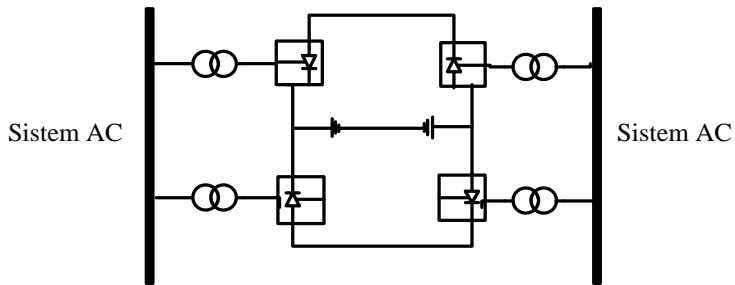


Gambar 2. 3 HVDC Saluran Bipolar

c. Saluran Homopolar

Saluran jenis homopolar memiliki dua konduktor sama seperti saluran bipolar. Kedua konduktor ini memiliki polaritas yang sama (biasanya yang negatif) dan dioperasikan ke ground atau pengembalian logam.[19]

Ketika ada kesalahan pada satu konduktor, seluruh onverter yang terpasang yang tersisa memberikan daya kepada yang membutuhkan. Keuntungan menggunakan saluran ini yaitu arus tanah yang muncul dapat diterima. Arus tanah dapat memiliki efek pada saluran pipa gas atau minyak dari elektroda sistem. Saluran pipa digunakan sebagai konduktor yang dapat melindungi logam dari korosi. Oleh karena itu konfigurasi ini belum dapat diterima pada semua sistem.[8]



Gambar 2. 4 HVDC Saluran Homopolar

2.8 Hal-Hal yang Mempengaruhi Kestabilan

Ada beberapa hal yang mempengaruhi kestabilan sistem kelistrikan. Hal ini akan dibahas sebagai berikut:

2.8.1 Hubung Singkat

Hubung singkat merupakan gangguan yang disebabkan adanya saluran fasa yang terhubung dengan saluran fasa lainnya atau terhubung dengan *ground*. Ketika terjadi gangguan hubung singkat, arus yang sangat besar pada titik gangguan menyebabkan tegangan pada sekitar titik gangguan akan turun secara signifikan. Motor dan generator yang terpasang pada sistem juga memberikan arus kontribusi yang menyebabkan arus yang besar pada titik gangguan, sehingga dapat merusak peralatan.

2.8.2 Beban Berlebih (*Overload*)

Gangguan beban lebih merupakan gangguan yang terjadi akibat konsumsi daya listrik melebihi daya listrik yang dihasilkan pada pembangkit. Bila gangguan ini dibiarkan terus menerus berlangsung dapat merusak peralatan listrik yang dialiri arus tersebut.

BAB III DATA dan METODOLOI

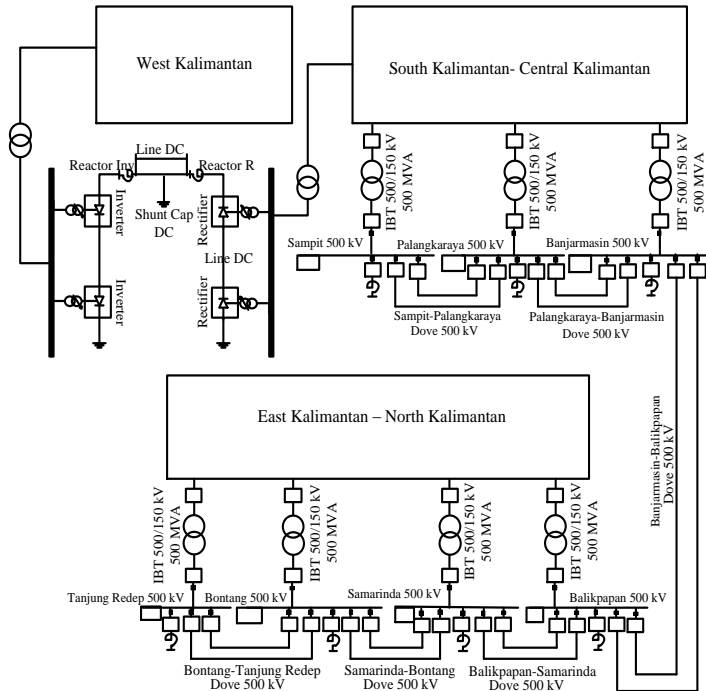
3.1 Sistem Kelistrikan Kalimantan

Sistem kelistrikan Kalimantan terbagi menjadi 3 area, yaitu Kalimantan Barat, Kalimantan Selatan dan Tengah, dan Kalimantan Timur dan Utara. Sistem ini interkoneksi 150KV dan rencana akan dibuat *backbone* untuk menghubungkan 3 area tersebut, dengan transmisi AC dan DC dalam rating tegangan 500kV. *Backbone* dengan jarak yang jauh antara Kalimantan Barat (Pontianak, Ketapang), Kalimantan Tengah (Sampit, Palangkaraya) dan Kalimantan Selatan (Banjarmasin) menggunakan sistem 500kV DC. *Backbone* jarak dekat di daerah Kalimantan Timur (Balikpapan, GIS Samarinda, Bontang dan Tanjun Redeb) menggunakan sistem 500kV AC. Jalur yang dianalisa merupakan jalur selatan yang dapat dilihat pada Gambar 3. 1



Gambar 3. 1 Jalur Selatan

Maka dari itu dengan software DIgSILENT jalur backbone ini dapat dilihat seperti Gambar 3. 2.



Gambar 3. 2 Backbone Kalimantan

Sistem ini terus terjadi penambahan pembangkit guna menselaraskan beban yang terus bertambah dari tahun 2027-2050. Analisa yang akan dibahas di Tugas Akhir ini yaitu kestabilan tahun 2027, 2030, 2035, 2040, 2050.

3.2 Saluran Transmisi 500kV

Data saluran transmisi sangat dibutuhkan saat akan merancang sistem backbone antar area. Data saluran tersebut dapat dilihat di Tabel 3. 1

Tabel 3. 1 Data Saluran Transmisi 500kV

Transmisi		R	X	Y	Jarak
Dari	Ke	(Ohm)	(Ohm)	(Siemen)	(km)
Tanjung Redep	Bontang	0.0277	0.275	4.045	40
Bontang	GIS Samarinda	0.0277	0.275	4.045	85
GIS Samarinda	GIS Balikpapan	0.0277	0.275	4.045	95
GIS Balikpapan	Cempaka 150kV	0.0277	0.275	4.045	370
Cempaka 150kV	Palangkaraya	0.0277	0.275	4.045	180
Palangkaraya	Sampit	0.0277	0.275	4.045	110

3.3 Penambahan Pembangkit Kalimantan

Sistem Kalimantan ini yang dibahas pada Tugas Akhir ini dimulai 2027-2050. Berikut merupakan data pembangkitan tahun

Tabel 3. 2 Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Barat

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
1	PLTG Kalbar Peaker 1-4	25
2	PLTG MPP Kalbar 1	25
3	PLTG MPP Kalbar 4	25
4	PLTG Kalbar Peaker 1-1	25
5	PLTG Kalbar Peaker 1-2	25
6	PLTG Kalbar Peaker 1-3	25
7	PLTG MPP Kalbar 2	25
8	PLTG MPP Kalbar 3	25
11	PLTU Kalbar 1-2	100
12	PLTU Kalbar 2-1	100
13	PLTU Kalbar 2-2	100
15	PLTU Kalbar 3-2	100
16	PLTU Kura 1	25
17	PLTU Kura 2	25
18	PLTU Parit Baru 2-1	50

Tabel 3. 2Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Barat (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
19	PLTU Parit Baru2-2	50
21	PLTU ParitBaru 1-2	50
22	PLTU Serawak 1	100
23	PLTU Serawak 2	100
24	PLTU Serawak 3	100

Tabel 3. 3 Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
1	BMPP	60
2	PLTA Kaselteng 4MT-1	100
3	PLTA Kaselteng 4MT-2	100
4	PLTA Kusan	100
5	PLTA Riam Kanan	100
6	PLTG Kalteng 1	100
7	PLTG Kalteng 2	100
8	PLTG Kalteng 3	100
9	PLTG Kalteng 4	100
11	PLTMG Bangkanai 1	25
12	PLTMG Bangkanai 2	25
13	PLTMG Bangkanai 3	25
14	PLTMG Bangkanai 4	25
16	PLTMG Bangkanai 6	25
17	PLTMG Bangkanai 7	25
19	PLTU Asam 2	65
21	PLTU Asam 4	65
23	PLTU Kalselteng 2	100
24	PLTU KSKT1-1	100
25	PLTU KSKT1-2	100
26	PLTU KSKT1-3	100
27	PLTU KSKT1-4	100

Tabel 3. 3Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
29	PLTU PULPIS 2	65
30	PLTU Sampit 1	25
31	PLTU Sampit 2	25

Tabel 3. 4 Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
1	PLTA Kaltara 1-1	100
2	PLTA Kaltara 1-2	100
3	PLTA Kaltara 1-3	100
4	PLTA Kaltara 2-1	100
5	PLTA Kaltara 2-2	100
6	PLTA Kaltara 2-3	100
7	PLTA Kelai	65
8	PLTA Tabang 1	100
9	PLTA Tabang 2	100
11	PLTA Tabang 3	100
12	PLTA Tabang 4	100
15	PLTG KALTIM PEAKAR 2	60
16	PLTG Kaltim Peaking 2-1	60
17	PLTG Kaltim Peaking 2-2	60
19	PLTG Samberah 2	20
21	PLTG Senipah 1	60
22	PLTGU Senipah steam	50
24	PLTMG MPP 1	10
25	PLTMG MPP 2	10
26	PLTU Embalut	25
27	PLTU Embalut Ekspansi 1	50
28	PLTU Embalut Ekspansi 2	50
29	PLTU KALTIM 4-1	100
31	PLTU Kaltim 5 MT-1	25

Tabel 3. 4 Data Pembangkit 2027 di Kalimantan Timur dan Kalimantan Selatan (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
32	PLTU Kaltim 5 MT-2	25
33	PLTU Kaltim FTP 1-1	100
34	PLTU Kaltim FTP 1-2	100
35	PLTU Kaltim MT 1-1	100
36	PLTU Kaltim MT 1-2	100
37	PLTU Pembangkit Sinarmas 1	200
38	PLTU Pembangkit Sinarmas 2	200
39	PLTU Teluk Balikpapan 1	100
40	PLTU Teluk Balikpapan 2	100

Tabel 3. 5 Data Penambahan Pembangkit 2030

Nama Pembangkit	Area	Kapasitas (MW)
PLTG LNG Seiraya 1	Kalimantan Barat	100
PLTG LNG Ketapang 3	Kalimantan Barat	100
PLTU Kalbar 4-1	Kalimantan Barat	100
PLTU Kalbar 4-2	Kalimantan Barat	100
PLTU LNG New Palangkaraya	Kalimantan Timur	100

Tabel 3. 6 Data Penambahan Pembangkit 2035

Nama Pembangkit	Area	Kapasitas (MW)
PLTG LNG Sanggau	Kaimantan Barat	100
PLTU Gis Ulin	Kalimantan Selatan	400
PLTU Balikpapan	Kalimantan Timur	400
PLTU Samarinda	Kalimantan Timur	400
PLTG LNG Sangata	Kalimantan Tengah	100

Tabel 3. 7 Data Penambahan Pembangkit 2040

Nama Pembangkit	Area	Kapasitas (MW)
PLTU Cemara	Kalimantan Barat	400

Tabel 3.7 Data Penambahan Pembangkit 2040 (Lanjutan)

Nama Pembangkit	Area	Kapasitas (MW)
PLTG LNG Sintang	Kalimantan Barat	100
PLTU Singkawang	Kalimantan Barat	400
PLTU Rantau	Kalimantan Selatan	400
PLTU LNG Pangkalan Bun	Kalimantan Tengah	100
PLTG Kalteng (Pangkalan Bun) 1	Kalimantan Tengah	200
PLTG Kalteng (Pangkalan Bun) 2	Kalimantan Tengah	200
PLTU Cempaka 1	Kalimantan Selatan	400
PLTU LNG Gis Samarinda	Kalimantan Timur	100
PLTU LNG Industri	Kalimantan Timur	100
PLTU LNG Bontang	Kalimantan Timur	100
PLTU Tanjung Batu	Kalimantan Timur	400
PLTU Karjo	Kalimantan Timur	400

Tabel 3. 8 Data Penambahan Pembangkit 2045

Nama Pembangkit	Area	Kapasitas (MW)
PLTG LNG Air Upas	Kalimantan Barat	100
PLTG LNG Siantan	Kalimantan Barat	100
PLTU Sekadau	Kalimantan Barat	400
PLTU Tanjung	Kalimantan Selatan	400
PLTU Batu Licin	Kalimantan Selatan	400
PLTU Sampit	Kalimantan Tengah	400
PLTU Mantuil	Kalimantan Selatan	400
PLTU Manggar	Kalimantan Timur	400
PLTU LNG Amuntai	Kalimantan Selatan	100
PLTU Sambutan	Kalimantan Timur	400
PLTU Haru	Kalimantan Timur	400

Tabel 3. 9 Data Penambahan Pembangkit 2050

Nama Pembangkit	Wilayah	Kapasitas (MW)
PLTU LNG Sambas	Kalimantan Barat	100
PLTU Bandara	Kalimantan Selatan	400

Tabel 3. 9 Data Penambahan Pembangkit 2050 (Lanjutan)

Nama Pembangkit	Wilayah	Kapasitas (MW)
PLTU LNG Bati	Kalimantan Selatan	100
PLTU LNG Barikin	Kalimantan Selatan	100
PLTU LNG Embalut	Kalimantan Timur	100
PLTU Lati	Kalimantan Timur	400
PLTU Kota Bangun	Kalimantan Timur	400

3.4 Data Beban Kalimantan

Data beban ini merupakan data bebab Kalimantan Barat, Kalimantan Selatan dan Tengah, Kalimantan Timur dan Utara. Data ini dapat dilihat pada Tabel 3. 10, Tabel 3. 11, Tabel 3. 12.

Tabel 3. 10 Data Beban Kalimantan Barat

Nama Beban	Kapasitas (MW)					
	2027	2030	2035	2040	2045	2050
Air Upas	25	25	25	25	25	25
Bengkayang	17.03	22.35	32.13	44.96	62.01	84.68
Cemara	59.97	66.53	81.38	96.93	113.77	132.21
Entikong	10.78	14.15	18.54	23.65	29.73	37.01
Kendawangan	7.73	10.14	13.73	18.11	23.53	30.27
Ketapang	31.86	44.50	105.43	130.72	157.46	186.17
Kota Baru	69.44	91.17	123.45	162.78	211.53	272.13
Kota Baru 2	9.73	12.77	16.86	21.67	27.45	34.42
Nanga Pinoh	17.70	20.98	27.44	33.98	40.88	48.28
Ngabang	14.91	17.70	23.20	28.80	34.72	41.09
Parit baru	52.69	66.64	107.78	139.57	178.12	225.06
Putussibau	16.61	19.68	25.73	31.85	38.29	45.19
Rasau	25	25	25	25	25	25
Sambas	44.01	52.06	67.86	83.74	100.39	118.12
Sandai	7.85	10.30	13.14	16.33	19.99	24.23
Sanggau	49.85	67.82	109.08	138.24	172.64	213.45
Sei Raya	171.75	195.55	268.02	327.41	394.15	469.77
sekadau	19.03	24.98	34.23	45.68	60.07	78.21
Senggiring	34.01	35.01	47.54	50.81	53.51	55.80
Siantan	91.70	111.72	172.33	235.08	316.01	420.59
Singkawang	80.63	96.97	138.56	178.61	226.90	285.36

Tabel 3. 10 Data Beban Kalimantan Barat (Lanjutan)

Nama Beban	Kapasitas (MW)					
	2027	2030	2035	2040	2045	2050
Sukadana	19.62	25.75	32.86	40.82	49.98	60.58
Tayan	27.22	35.74	50.16	68.55	92.31	123.08

Tabel 3. 11 Data Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah

Nama Beban	Kapasitas (MW)					
	2027	2030	2035	2040	2045	2050
Amuntai	40.35	49.31	66.35	86.84	111.76	143.66
Aranio	4.39	4.79	5.34	5.78	6.16	6.56
Asam	22.83	27.51	36.17	46.25	58.17	73.05
Bandara	44.59	56.80	81.88	114.81	158.31	218.02
Barikin	48.37	57.48	73.84	92.24	113.32	139.03
Bati	33.52	41.53	57.19	76.59	100.88	132.69
Batulicin	60.42	76.95	110.94	155.55	214.49	295.38
Cempaka	132.76	170.85	246.32	345.37	476.24	655.85
Cempaka 70 kV	4.79	4.11	5.53	7.24	9.32	11.98
GIS Ulin	108.08	135.78	191.32	262.19	353.35	475.61
Kadangan	20.68	24.92	32.77	41.90	52.69	66.17
Kayutangi	25.45	31.53	43.42	58.15	76.59	100.75
Mantul	65.07	82.87	119.48	167.52	231.00	318.12
Marabahan	12.38	14.50	18.20	22.21	26.65	31.94
Paringin	24.83	29.93	39.35	50.31	63.27	79.46
Pelaihari	44.14	55.45	78.13	107.07	144.30	194.22
Rantau	55.49	69.71	98.22	134.61	181.41	244.18
Satui	27.06	32.61	42.88	54.83	68.94	86.59
Sebar	19.16	22.76	29.24	36.53	44.87	55.06
Tamiang	7.13	8.47	10.88	13.59	16.69	20.48
Tanjung	52.65	66.14	93.19	127.71	172.12	231.68
Trisakti 150 kV	133.32	167.49	236.01	323.43	435.89	586.71
Trisakti 70 kV	9.70	12.18	17.17	23.53	31.71	42.68
Ulin	-	-	-	-	-	-
Kasongan	32.49	40.26	55.44	74.25	97.79	128.64
Kuala Kurun	6.60	7.63	9.42	11.22	13.27	17.03

Tabel 3.11 Data Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah
(Lanjutan)

Nama Beban	Kapasitas (MW)					
	2027	2030	2035	2040	2045	2050
Kuala Pambuang	6.59	7.64	9.47	10.27	10.94	11.64
Nanga Bulik	8.04	9.39	11.77	12.75	13.59	14.46
New Palangkaraya	52.72	66.23	93.32	127.89	172.35	231.99
Palangkaraya	59.59	74.86	105.48	144.56	194.82	262.23
Pangkalan Banteng	10.25	12.01	15.07	18.40	22.08	26.46
Pangkalan Bun	32.49	40.26	55.44	74.25	97.79	128.64
Paranggean	9.83	11.35	13.92	16.59	19.44	22.76
Pulpis	17.29	21.13	28.44	37.22	47.90	61.57
Puruk Cahu	9.03	10.62	13.50	16.47	19.77	23.70
Sampit	62.83	80.02	115.37	161.76	223.05	307.18
Selat	44.41	53.51	70.36	89.97	113.13	142.08
Sukamara	5.69	6.64	8.30	9.89	11.60	12.81
Tawe	18.08	21.01	26.13	31.88	38.26	45.86

Tabel 3. 12 Data Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara

Nama Beban	Kapasitas (MW)					
	2027	2030	2035	2040	2045	2050
Manggar	89.80	109.60	152.30	206.00	273.40	357.70
Karjo	61.70	73.50	98.20	127.70	162.80	204.60
New Balikpapan	62.50	78.90	115.90	165.70	232.50	321.60
Gis Balikpapan	38.60	48.60	71.50	102.20	143.40	198.40
Teluk Balikpapan	20.20	24.80	34.90	47.60	63.80	84.20
Sepaku	3.30	3.90	5.10	6.50	8.10	10.00
Grogot/Paser	44.90	57.80	71.80	81.20	90.10	98.60
Kuaro	10.30	12.90	19.00	27.20	38.20	52.80
Komam	6.00	7.50	9.30	10.60	11.70	12.80
Sei Durian	-	-	-	-	-	-
Gis Samarinda	37.50	46.00	64.60	88.20	118.10	156.00

Tabel 3.12 Data Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara (Lanjutan)

Nama Beban	Kapasitas (MW)					
	2027	2030	2035	2040	2045	2050
New Samarinda	52.30	66.00	97.00	138.80	194.70	269.30
Samberah	24.00	28.20	36.90	46.80	58.40	71.80
Sambutan	49.30	61.30	88.10	123.10	168.70	228.10
Sanga2	5.40	6.80	10.10	14.40	20.20	27.90
Bukuan	32.00	38.30	51.50	67.50	86.70	109.80
Haru	50.70	60.60	81.30	106.10	136.00	171.70
Samboja	11.30	14.10	20.20	28.30	38.70	52.40
Tengkawang	115.30	126.30	146.80	166.00	184.20	201.40
Embalut	40.60	47.70	62.30	79.10	98.70	121.30
Bukit Biru	59.10	74.60	109.60	156.70	219.90	304.10
Kota Bangun	9.20	11.70	17.10	24.50	34.40	47.60
Kembang Janggut	2.60	3.00	4.00	5.10	6.30	7.80
Ujoh Bilang	4.50	5.10	6.20	7.40	8.60	9.80
Senipah	18.40	22.90	32.80	45.90	62.90	85.00
Melak	24.50	30.60	42.60	56.90	74.40	96.10
Load Bontang	45.00	57.80	87.40	128.70	185.80	264.50
General Load	25	25	25	25	25	25
Sepaso	4.34	5.48	4.02	4.54	5.04	5.51
Maloi	6.00	8.90	17.00	31.80	58.30	105.40
Bontang Koala	18.60	23.40	34.40	49.20	69.10	95.50
Sangatta	38.10	47.50	60.90	72.30	84.10	96.50
Muara Wahau	6.20	7.70	5.70	6.40	7.10	7.80
Beban Malinau	21.95	28.54	44.94	70.76	108.09	149.92
Beban Muara Bengkal	3.00	3.80	5.40	7.60	10.40	14.00
Beban Nunukan	31.36	40.03	51.08	65.20	80.73	90.75
Beban Sebuku	1.28	1.48	1.89	2.41	2.98	3.35

Tabel 3. 12 Data Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara
(Lanjutan)

Nama Beban	Kapasitas (MW)					
	2027	2030	2035	2040	2045	2050
Beban Sekatak	4.57	4.85	6.56	8.86	11.61	13.81
Beban Talisayan	3.04	3.42	4.16	5.06	5.97	6.40
Beban Tanjung Redep	56.20	71.58	106.25	157.70	227.08	296.87
Beban Tarakan	-	-	-	-	-	-
Beban Tidang Pale	4.21	5.40	8.19	12.42	18.28	24.42
Beban Tj Batu	1.30	1.60	2.30	3.10	4.20	5.60
Beban Tj Selor	29.60	40.34	61.75	94.52	140.35	189.22

3.5 Metodologi

Untuk mendapatkan hasil yang diharapkan simulasi dibutuhkan sebuah metodologi untuk mengetahui langkah-langkah untuk melakukan simulasi sebelum memasuki tahap simulasi dan analisis. Berikut ini adalah metodologi simulasi yang digunakan untuk tugas akhir ini pada Gambar 3. 3

- a. Pengumpulan data
Data parameter yang digunakan untuk simulasi lengkap dan benar. Data tersebut meliputi, data beban, generator, transformator, motor listrik, saluran transmisi dan lainnya.
- b. Pemodelan Sistem
Tujuan tahap ini adalah membuat *Single Line Diagram* (SLD), yang didapatkan dari data-data sistem kelistrikan Kalimantan yang diperoleh sebelumnya dan dimodelkan dalam bentuk SLD. Setelah itu, parameter yang di dapat dimasukkan dalam pemodelan SLD.
- c. Simulasi dan Analisis

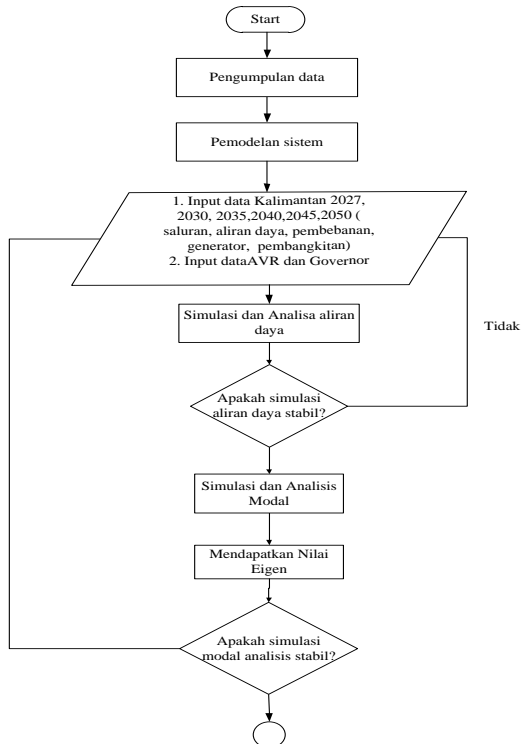
Dalam simulasi stabilitas menggunakan metode Analisis Modal. Pastikan sistem sudah stabil (power flow keadaan stabil).

d. *Eigenvalue*

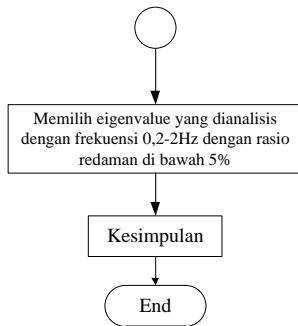
Kemudian dianalisa untuk *eigenvalue* (real dan imajiner part, serta mode dari batasan yang digunakan dalam sistem.

e. Penarikan Kesimpulan

Memberikan kesimpulan mengenai kestabilan yang didapatkan pada Sistem Kelistrikan 500kV AC/DC melalui *eigenvalue* yang didapat sebelumnya. Transmisi Kalimantan serta hasil analisa tentang sistem kelistrikan tahun 2027-2050.



Gambar 3. 3 Flowchart metodologi simulasi



Gambar 3. 3 *Flowchart* metodologi simulasi (Lanjutan)

BAB IV SIMULASI DAN ANALISA

4.1 Pemodelan dan Studi Kasus Sistem Kelistrikan Kalimantan

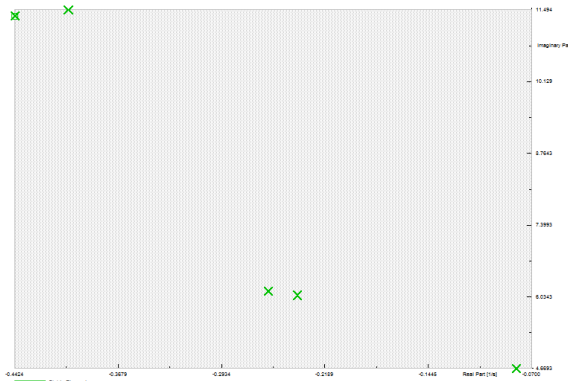
Pada tahap ini dilakukan pemodelan *Single Line Diagram* (SLD) seperti pada bab 3 menggunakan *software* DIGSILENT 15.1. Kemudian melakukan analisis aliran daya dari sistem Kalimantan. Kemudian dilakukan analisis kestabilan sistem dengan metode Modal Analisis dengan kasus penambahan beban. Pada tahap ini, yang dianalisa meliputi nilai *eigenvalue* (real part) yang bernilai positif dan frekuensi dengan kisaran 0,2-2 Hz dengan *damping* 5%.

4.2 Analisa *Eigenvalue* Tahun 2027

Tahun 2027 merupakan tahun pertama dianalisa sistem menggunakan sistem AC/DC. Dari run simulasi didapat *eigenvalue* bernilai negatif di bagian real part dengan jumlah mode 925. Dengan kisaran *damping* 5% dan frekuensi 0,2-2Hz dapat dilihat pada Tabel 4. 1.

Tabel 4. 1 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2027

Mode	<i>Real Part</i> (1/s)	<i>Imajiner Part</i> (rad/s)	Frekuensi (Hz)	<i>Damping Ratio</i> (%)
228	-0.081	4.669	0.743	1.734
110	-0.404	11.494	1.829	3.510
104	-0.442	11.377	1.811	3.885
226	-0.239	6.059	0.964	3.939
224	-0.260	6.135	0.976	4.226



Gambar 4. 1 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2027

Terlihat pada Gambar 4. 1 bahwa *eigenvalue* yang terplot berwarna hijau semua sehingga dikatakan stabil. Dalam hal ini akan dianalisa mode 228 dan mode 226.

4.2.1 Analisa Mode 228

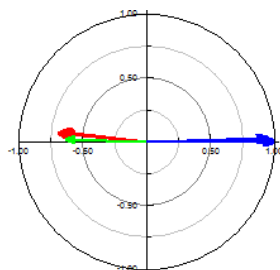
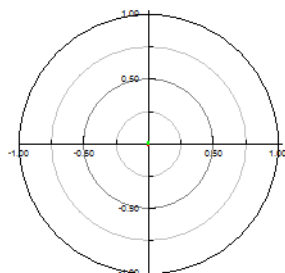
Mode 228 merupakan salah satu mode yang memiliki nilai $-0,081+j4,669$ dengan frekuensi 0,743Hz dan memiliki redaman 1,7%. yang akan dilihat kecepatan dan sudut rotornya dari segi *observability* dan *participation factor*. Data berikut di tampilkan pada Tabel 4. 2

Tabel 4. 2 *Observability* Mode 228

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara 1-3	Kaltimra	1	0.224
δ	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.697	174.528
δ	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.681	173.077
δ	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.658	173.298
δ	PLTU Asam 3	Kalselteng	0.652	173.952
δ	PLTU KSKT1-2	Kalselteng	0.642	174.310
δ	PLTA Kusan	Kalselteng	0.631	178.047
ω	PLTA Kaltara 1-3	Kaltimra	0.017	89.173

Tabel 4. 2 *Observability* Mode 228 (Lanjutan)

State Variable	Pembangkit	Area	<i>Observability</i>	
			Mag.	Angle deg.
ω	PLTA Kaselteng 4MT-2	Kalselteng	0.008	-9.781
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.008	-93.639
ω	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.007	-93.231
ω	PLTU Asam 3	Kalselteng	0.007	-92.307
ω	PLTU KSKT1-2	Kalselteng	0.007	-91.761
ω	PLTA Kusan	Kalselteng	0.007	-86.562

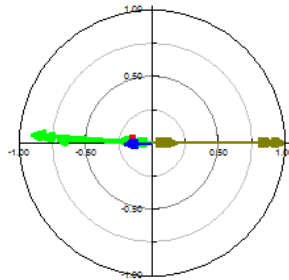
**Gambar 4. 2** Sudut Rotor *Observability* Mode 228**Gambar 4. 3** Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 228

Dari Tabel 4. 2 ketika dilihat dari sisi *observability* sudut rotor dan kecepatan sudut, bahwa yang berpengaruh pada mode ini

lebih dari satu area, yaitu melibatkan PLTA Kaltara dan pembangkit di Kalimantan Selatan, sehingga termasuk inter-area. Pembangkit Kaltara mempunyai nilai magnitude yang paling besar sehingga pembangkit itulah yang paling *observable*. Namun pada *observability factor*, dapat dilihat pada Gambar 4. 3 tidak terlalu terlihat diagram vektor karena nilai magnitude yang sangat kecil. Sudut yang terbentuk dalam mode mengartikan bahwa setiap pembangkit saling berpengaruh saat berosilasi. Maka, semakin dekat besar sudutnya, saling berkaitan satu sama lain, semakin jauh berbeda besar sudutnya maka osilasi yang terjadi saling berlawanan.

Tabel 4. 3 Participation Factor Mode 228

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara 1-3	Kaltimra	0.908	176.379
δ	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.254	177.036
δ	PLTA Kusan	Kalselteng	0.211	170.321
δ	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.206	-176.509
δ	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.192	-176.684
δ	PLTG Kalteng 1	Kalselteng	0.159	175.923
δ	BMPP	Kalselteng	0.126	175.012
δ	PLTG Kalteng 2	Kalselteng	0.120	176.406
δ	PLTA Riam Kanan	Kalselteng	0.114	174.718
δ	PLTU KSKT1-4	Kalselteng	0.112	171.081
ω	PLTA Kaltara 1-3	Kaltimra	1	0
ω	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.191	0.375
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.173	-0.188
ω	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.159	-0.060
ω	PLTA Kusan	Kalselteng	0.144	-0.054
ω	PLTG Kalteng 1	Kalselteng	0.111	0.130
ω	PLTG Kalteng 2	Kalselteng	0.103	0.131



Gambar 4. 4 Sudut Rotor dan Kecepatan *Participation Factor* Mode 228

Pada Tabel 4. 3 dilihat bahwa nilai magnitude yang terbesar saat sudut rotor dan kecepatan sudut berada di pembangkit Kaltara, yang disusul dengan pembangkit yang berada di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, sehingga mode ini dipengaruhi dari dua area termasuk inter-area. Nilai magnitude yang relative besar, dilihat sisi observability dan partisipan factor, maka pembangkit pembangkit itulah yang mempengaruhi sebagian besar pada mode ini, seperti yang dilihat pada Gambar 4. 4 vektor yang terlihat sangat jelas.

4.2.1 Analisa Mode 226

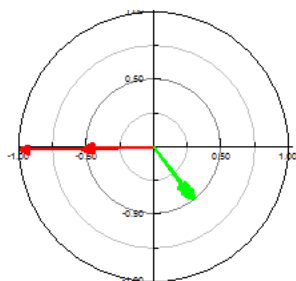
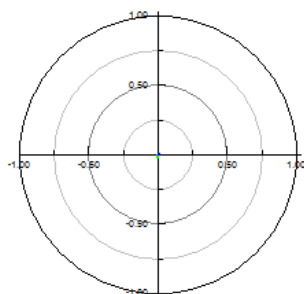
Mode 226 termasuk dalam mode yang tergolong ke inter area. Mode ini memiliki $-0,239+j6,059$ dengan frekuensi sebesar 0.964Hz dan redaman di bawah 5% yaitu 3,939%. Pembahasan mode ini berada di bawah ini.

Tabel 4. 4 *Observability* Mode 226

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG Bangkanai 1	Kalselteng	1	-178.745
δ	PLTU KSKT1-4	Kalselteng	0.533	-178.140
δ	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.492	-51.738
δ	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.475	-53.753
δ	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.420	-53.826

Tabel 4.4 *Observability* Mode 226 (Lanjutan)

State Variable	Pembangkit	Area	<i>Observability</i>	
			Mag.	Angle deg.
ω	PLTMG Bangkanai 1	Kalselteng	0.020	-92.321
ω	PLTU KSKT1-4	Kalselteng	0.011	-96.679
ω	PLTA Kaselteng 4MT-2	Kalselteng	0.008	48.214
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.007	46.112
ω	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.006	47.269

**Gambar 4.5** Sudut Rotor *Observability* Mode 226**Gambar 4.6** Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 226

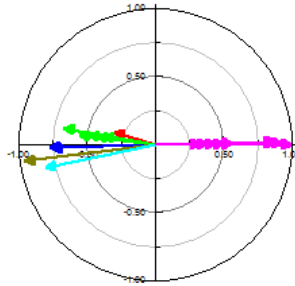
Melihat pada Tabel 4. 4 dapat dilihat ketika sudut rotor dan kecepatan sudut pada *observability* pembangkit yang berpengaruh

hanya dalam satu area maka disebut local-area.pembangkit Bangkanai, dilihat dari sudut rotor maupun kecepatan sudut yang paling *observable* karena memiliki nilai magnitude yang lebih besra dari pembangkit lainnya. Namun walaupun saja dlihat dari sisi kecepatan sudut, Bankanai dan pembangkit lainnya meiliki nilai yang relative medekati nol, sehingga pengaruhnya dalam mode ini sangat kecil sekali seperti yang dapat dilihat pada Gambar 4. 5 dan Gambar 4. 6.

Pada *participation factor* mode ini pembangkit KSKT di Kalimantan Selatan menjadi pembangkit yang sangat signifikan berpengaruh pada mode. Di mana mode ini termasuk dalam lokal area karena hanya pembangkit-pembangkit satu area saja yang berisolasi pada mode ini seperti pada Tabel 4. 5. Pengaruh sudut dalam participation yaitu pembangkit yang saling mempengaruhi ketika ayunannya, karena dari sudutnya dapat diketahui pembangkit yang saling mempengaruhi dan yang tidak. Contohnya PLTU KST 1-4 dengan pembangkit PLTMG Bangkanai 1 memiliki nilai sudut yang hampir berdekatan sehingga saling mempnegrahui satu sama lain saat mengalami *swing* seperti pada Gambar 4. 7.

Tabel 4. 5 *Participation Factor Mode 226*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTU KSKT1-4	Kalselteng	0.966	-172.601
δ	PLTMG Bangkanai 1	Kalselteng	0.769	-178.326
δ	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.680	169.790
δ	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.562	172.973
δ	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.435	171.768
ω	PLTU KSKT1-4	Kalselteng	1	0
ω	PLTMG Bangkanai 1	Kalselteng	0.881	1.403
ω	PLTA Kaselteng 4MT-2	Kalselteng	0.563	1.081
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.504	0.747
ω	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.379	0.872



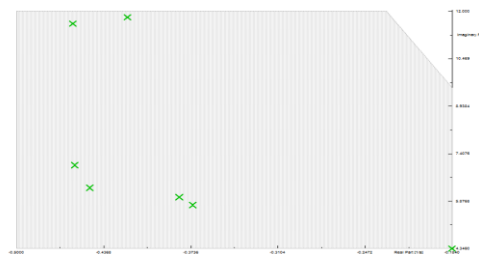
Gambar 4. 7 Kecepatan dan Sudut Rotor *Participation Factor* Mode 226

4.3 Analisa *Eigenvalue* Tahun 2030

Pada tahun 2030 didapatkan *eigenvalue* yang berjumlah 834 mode berada di batas stabil karena nilai realpart dari mode bernilai negatif. Data ini dapat dilihat pada tabel Tabel 4. 6. Pada gambar terlihat tidak ada *eigenvalue* yang berwarna merah (tidak stabil). Semua berwarna hijau seperti pada Gambar 4. 8

Tabel 4. 6 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2030

Mode	Real Part (1/s)	Imajiner Part (rad/s)	Frekuensi (Hz)	Damping Ratio (%)
107	-0.419	11.809	1.879	3.550
123	-0.461	11.606	1.847	3.967
273	-0.186	4.322	0.688	4.310



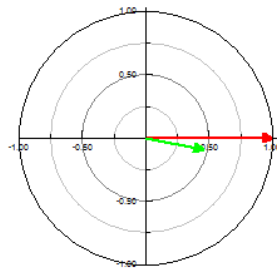
Gambar 4. 8 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2030

4.3.1 Analisa Mode 123

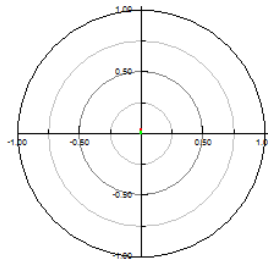
Ketika run simulasi didapat *eigenvalue* $-0,461+j11,606$ dengan frekuensi 1,847 Hz dan memiliki redaman sebesar 3,967% yang dapat dilihat pada Tabel 4. 7

Tabel 4. 7 *Observability* Mode 123

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	180
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.461	167.273
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.037	-87.373
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.017	-99.782



Gambar 4. 9 Sudut Rotor *Observability* Mode 123



Gambar 4. 10 Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 123

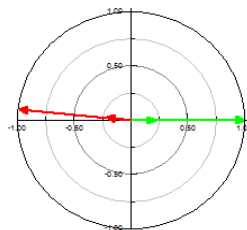
Dari sisi observability ketika sudut rotor dan ketika kecepatan sudut rotor memiliki *magnitude* terbesar pada di satu area,

yaitu area Kalimantan timur dan Kalimantan Utara. Pembangkit MPP 1 memiliki magnitude yang lebih besar daripada PLTMG MPP 2 sehingga pembangkit inilah yang paling observable pada mode ini. Dan dilihat dari sudutnya ketika sudut rotor dan kecepatan sudut rotor, selisih dari sudut tidak terlalu jauh, yang menandakan berada dalam 1 daerah *cluster* yang saling mempengaruhi satu sama lain ketika mengalami osilasi seperti yang dilihat pada Gambar 4. 9, Gambar 4. 10 dan Tabel 4. 7.

Pada partisipan *factor* berbeda dengan observability, di mana pembangkit yang ada memiliki besar *magnitude* yang besar baik di kecepatan sudut rotor maupun sudut rotor. Dan berada dalam satu daerah sehingga disebutkan sebagai lokal area. Pada Gambar 4. 11 dapat dilihat bahwa ada dua gambar vektor yang berwarna hijau yang berada ada sumbu 0 mengartikan sudut yang terbentuk sebesar 0 degree, yaitu pembangkit PLTMG ,PP1 dan MPP2 ketika dilihat di sisi kecepatan sudut. Vektor yang berwarna merah yang besarnya mendekati 180 degree, yang berpartisipasi pada mode ini adalah PLTMG MPP 1 dan MPP 2 ketika dilihat dari sudut rotor pembangkit tersebut.

Tabel 4. 8 *Participation Factor Mode 123*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.984	174.178
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.209	173.839
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	0
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.211	-0.078



Gambar 4. 11 Kecepatan dan Sudut Rotor *Participation Factor Mode 123*

4.3.2 Analisa Mode 273

Backbone Kalimantan pada tahun ini didapatkan *eigenvalue* pada tabel setelah diseleksi dari kisaran yang telah ditetapkan.

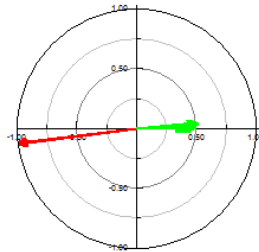
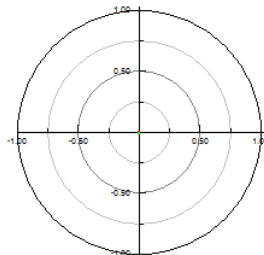
Tabel 4. 9 *Observability* Mode 406

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara 2-1	Kaltimra	1	-173.544
δ	PLTA Kaltara 1-2	Kaltimra	0.998	-173.448
δ	PLTA Kaltara 1-1	Kaltimra	0.998	-173.448
δ	PLTA Kaltara 2-3	Kaltimra	0.997	-173.400
δ	PLTA Kaltara 2-2	Kaltimra	0.997	-173.400
δ	PLTA Kaltara 1-3	Kaltimra	0.997	-173.400
δ	PLTA Kalselteng 4MT-1	Kalselteng	0.472	5.365
δ	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.452	6.105
δ	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.445	1.813
δ	PLTU Kalselteng 1	Kalselteng	0.433	2.845
δ	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.424	0.474
δ	PLTU KSKT1-2	Kalselteng	0.412	1.593
δ	PLTU Asam 4	Kalselteng	0.409	0.361
δ	PLTU Asam 3	Kalselteng	0.406	0.624
ω	PLTA Kaltara 2-1	Kaltimra	0.014	-82.684
ω	PLTA Kaltara 1-2	Kaltimra	0.014	-82.593
ω	PLTA Kaltara 1-1	Kaltimra	0.014	-82.593
ω	PLTA Kaltara 2-3	Kaltimra	0.014	-82.547
ω	PLTA Kaltara 2-2	Kaltimra	0.014	-82.547
ω	PLTA Kaltara 1-3	Kaltimra	0.014	-82.547
ω	PLTA Kalselteng 4MT-1	Kalselteng	0.006	101.362
ω	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.006	102.283
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.006	97.923
ω	PLTU Kalselteng 1	Kalselteng	0.006	99.097
ω	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.006	96.726
ω	PLTU KSKT1-2	Kalselteng	0.005	98.001

Tabel 4. 10 *Observability Mode 406 (Lanjutan)*

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
ω	PLTU Asam 4	Kalselteng	0.005	96.752
ω	PLTU Asam 3	Kalselteng	0.005	97.050

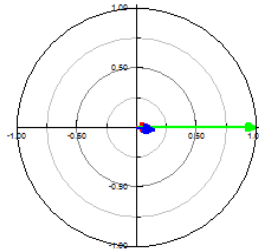
Pada mode ini dilihat pada Tabel 4. 9 terlihat pembangkit yang paling observeable dari Kalimantan Utara sehingga yang paling signifikan pengaruhnya terhadap yang lainnya. Karena berada terdiri dari banyak area yang terlibat mode ini termasuk inter area yang dapat dilihat pada Gambar 4. 12 dan Gambar 4. 13. Terlihat pada Gambar 4. 13 vektor yang terbentuk tidak terlalu terlihat (berada sangat kecil ditengah poros), hal ini dikarenakan besar magnitude yang terbentuk pada mode ini ketika dilihat disisi kecepatan sudut sangat kecil dan mendekati nol. Semakin kecil nilai magnitude semakin tidak berpengaruh terhadap sistem.

**Gambar 4. 12** Sudut Rotor *Observability Mode 273***Gambar 4. 13** Kecepatan Sudut Rotor *Observability Mode 273*

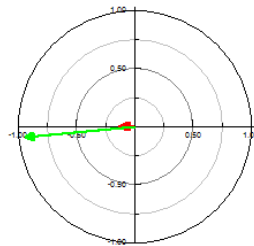
Pada *participation factor* Mode 406 bisa dilihat nilai *magnitude* ketika sudut rotor dan kecepatan sudut nilainya relatif besar. Pada Tabel 4. 10 terlihat bahwa yang berpartisipasi pada mode ini berada dari satu are lebih yaitu dari pembangkit Kaltara (area Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara) dan pembangkit KSKT (area Kalimantan Tengah dan Kalimantan Selatan).

Tabel 4. 10 *Participation Factor* Mode 273

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara 2-1	Kaltimra	1	0
δ	PLTA Kaltara 1-2	Kaltimra	0.992	-0.133
δ	PLTA Kaltara 1-1	Kalselteng	0.992	-0.133
δ	PLTA Kaltara 2-3	Kalselteng	0.988	-0.201
δ	PLTA Kaltara 2-2	Kalselteng	0.988	-0.201
δ	PLTA Kaltara 1-3	Kalselteng	0.988	-0.201
δ	PLTA Kalselteng 4MT-1	Kalselteng	0.146	-9.995
δ	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.132	-10.355
δ	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.107	3.494
ω	PLTA Kaltara 2-1	Kaltimra	0.923	-173.533
ω	PLTA Kaltara 1-2	Kaltimra	0.918	-173.545
ω	PLTA Kaltara 1-1	Kalselteng	0.918	-173.545
ω	PLTA Kaltara 2-3	Kalselteng	0.916	-173.551
ω	PLTA Kaltara 2-2	Kalselteng	0.916	-173.551
ω	PLTA Kaltara 1-3	Kalselteng	0.916	-173.551
ω	PLTA Kalselteng 4MT-1	Kalselteng	0.133	-177.260
ω	PLTA Kalselteng 4MT-2	Kalselteng	0.121	-177.720
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.118	-177.133
ω	PLTU Kalselteng 1	Kalselteng	0.110	-177.667
ω	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.107	-176.993
ω	PLTU KSKT1-2	Kalselteng	0.100	-177.478



Gambar 4. 14 Sudut Rotor *Participation Factor* Mode 273



Gambar 4. 15 Kecepatan Sudut Rotor *Participation Factor* Mode 273

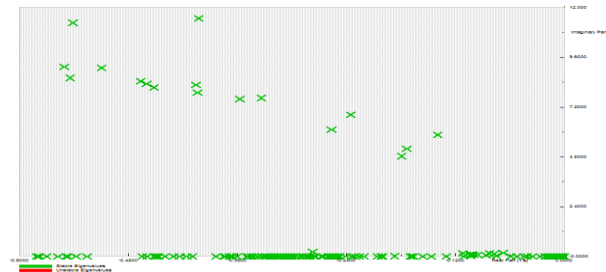
Pada Tabel 4. 14 terlihat berada di bawah sudut nol dan sbelah kanan yang terbentuk dalam vektor yang mengartikan sudut sudut pembangkit yang berpartisipasi pada mode ini ketika sudut rotor kisaran bernilai negatif nol seperti yang terter pada tabel sebelumnya. Pada Gambar 4. 15 berada di bawah kiri yang berarti sudut yang berpengaruh pada mode ini sekitat negatif 180 degree, yang juga dapat dilihat besaran nilai tersebut pada Tabel 4. 10.

4.4 Analisa *Eigenvalue* Tahun 2035

Pada tahun 2035 didapatkan eigenvalue yang berjumlah 1159 mode berada di batas stabil karena nilai realpart dari mode bernilai negatif. data ini dapat dilihat pada tabel Tabel 4. 11. Tabel ini diambil dengan kisaran frekuensi 0.2-2Hz dengan *damping* 5% yang akan dianalisa beberapa mode. Pada gambar terlihat tidak ada *eigenvalue* yang berwarna merah (tidak stabil). Semua berwarna hijau seperti pada Gambar 4. 16.

Tabel 4. 11 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2035

Mode	Real Part (1/s)	Imajiner Part (rad/s)	Frekuensi (Hz)	Damping Ratio (%)
305	-0.141	5.940	0.945	2.37
303	-0.180	6.284	1.000	2.86
424	-0.174	5.197	0.827	3.34
301	-0.237	6.851	1.090	3.45
179	-0.404	11.494	1.829	3.51
430	-0.180	4.841	0.770	3.71
297	-0.341	7.664	1.220	4.45
299	-0.360	7.597	1.209	4.73
177	-0.545	11.293	1.797	4.82
289	-0.408	8.277	1.317	4.92

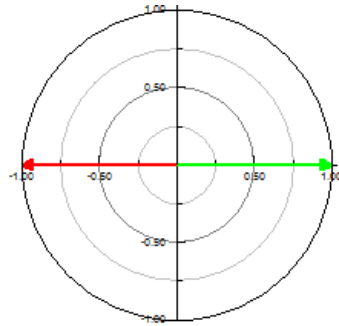
**Gambar 4. 16** *Eigenvalue* tahun 2035

4.4.1 Analisis Mode 179

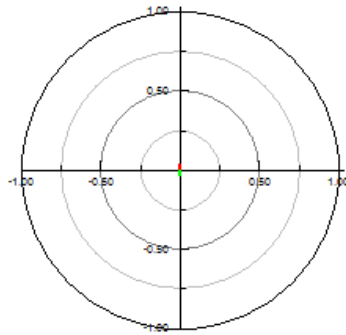
Mode 178 merupakan termasuk dalam mode yang tergolong ke local area. Pembahasan mode ini berada di bawah ini

Tabel 4. 12 *Observability* Mode 179

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	180
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	-6E-12
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.037	-87.989
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.037	92.011



Gambar 4. 17 Sudut Rotor *Observability* Mode 179



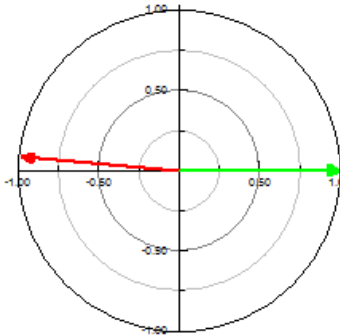
Gambar 4. 18 Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 179

Dari sisi observability ketika sudut rotor dan ketika kecepatan sudut rotor memiliki *magnitude* terbesar pada di satu area, yaitu area Kalimantan timur dan Kalimantan Utara. Pembangkit MPP 1 memiliki *magnitude* yang lebih besar daripada PLTMG MPP2 sehingga pembangkit inilah yang paling observable pada mode ini. Dilihat dari sudut yang terbentuk antara PLTMG MPP1 dan PLTMG MPP 2 ketika sudut rotor dan kecepatan sudut memiliki besar sudut yang jauh nilainya, yaitu ada yang negatif dan ada yang bernilai positif, sehingga pembangkit PLTMG MPP1 dan MPP2 ketika osilasi saling berlawanan seperti yang dilihat pada Gambar 4.

17 Sudut Rotor *Observability Mode 17* Gambar 4. 18 dan Tabel 4. 12

Tabel 4. 13 *Participation Factor Mode 179*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.981	175.050
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.981	175.050
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	0
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	7.401E-08



Gambar 4. 19 *Kecepatan dan Sudut Rotor Participation Factor Mode 179*

Pada partisipan *factor* berbeda dengan observability, di mana pembangkit yang ada memiliki besar *magnitude* yang besar baik di kecepatan sudut rotor maupun sudut rotor. Dan berada dalam satu daerah sehingga disebutkan sebagai lokal area. Pada Gambar 4. 19 dilihat bahwa ada dua gambar vektor yang berwarna hijau yang berada ada sumbu 0 mengartikan sudut yang terbentuk sebesar 0 degree, yaitu pembangkit PLTMG MPP1 dan MPP2 ketika dilihat di sisi kecepatan sudut. Dilihat dari susut yan terbentuk ketika sudut rotor dan kecepatan sudut, bahwa kedua pembbangkit tersebut ketika berosilasi saling mempengaruhi satu sama lain, karena berada di sudut fasa yang hamir berhimpitan. Pada Gambar 4. 19 vektor

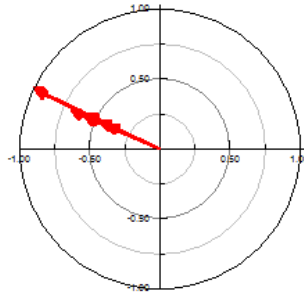
warna hijau ketika dilihat dari kecepatan sudut, dan warna merah dari sudut rotor pembangkit.

4.4.2 Analisis Mode 430

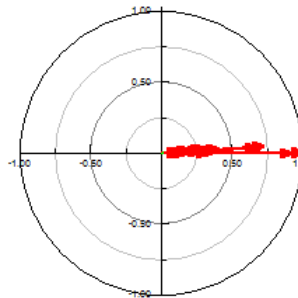
Mode 427 memiliki nilai $-0.180+j4.841$ dengan frekuensi 0,770 Hz dan redaman sebesar 3,711% yang akan dilihat kecepatan dan sudut rotasinya dari segi *observability* dan *Participation factor*. Data berikut di tampilan pada tabel di bawah ini

Tabel 4. 14 *Observability* Mode 430

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara Malinau 1-6	Kaltimra	1	154.211
δ	PLTA Tabang 4	Kaltimra	0.689	156.762
δ	PLTGU Senipah steam	Kaltimra	0.578	156.586
δ	PLTU Kaltim FTP 1-1	Kaltimra	0.459	155.603
δ	PLTG LNG Ketapang 3	Kalbar	0.414	156.660
δ	PLTU Kalbar 4-1	Kalbar	0.413	156.633
δ	PLTU Teluk Balikpapan 2	Kaltimra	0.401	155.099
δ	PLTU Balikpapan; phi	Kaltimra	0.400	155.383
ω	PLTA Kaltara Malinau 1-6	Kaltimra	0.010	-113.949
ω	PLTA Klaselteng 4MT-1	Kalselteng	0.007	67.539
ω	PLTA Tabang 4	Kaltimra	0.005	-108.545
ω	PLTA Riam Kanan	Kalselteng	0.005	68.501
ω	PLTU KSKT1-4	Kalselteng	0.004	69.408
ω	PLTG Senipah 1	Kaltimra	0.003	-107.879
ω	PLTU Samarinda	Kaltimra	0.003	-110.017
ω	PLTU PULPIS 1	Kalselteng	0.003	66.923
ω	PLTG Semberah 2	Kaltimra	0.003	-108.422
ω	PLTU LNG Palangkaraya	Kaltimra	0.003	66.815
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.001	-108.460



Gambar 4. 20 Sudut Rotor *Observability* Mode 430

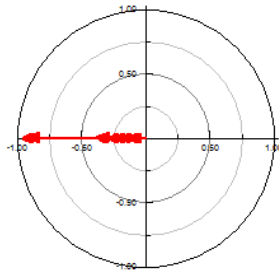


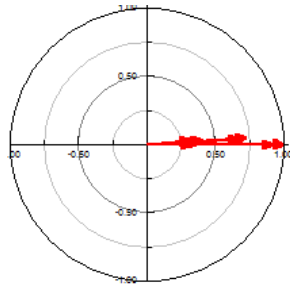
Gambar 4. 21 Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 430

Pada **Tabel 4. 24** dapat dilihat ketika mode ini dilihat dari sisi sudut rotor dan kecepatan sudut rotor, ada lebih dari satu area yang berpengaruh pada mode ini sehingga disebut inter-area. Ketika dilihat pada sudut rotor saat *observability* seperti pada **Gambar 4. 20** dan **Gambar 4. 21** sudut yang terbentuk pada setiap pembangkit, menandakan saling berpengaruhnya pembangkit yang berada pada sudut yang hampir sama atau berhimpitan. Semakin berbeda sudut yang terbentuk maka pembangkit tersebut saling berlawanan ketika mengalami osilasi. Mode ini termasuk inter-area karena terdiri dari lebih dari satu area yang ada dalam mode.

Tabel 4. 15 *Participation Factor Mode 430*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara Malinau 1-6	Kaltimra	0.959	179.837
δ	PLTA Tabang 4	Kaltimra	0.383	179.285
δ	PLTU Pembangkit Sinarmas 1	Kaltimra	0.292	179.794
δ	PLTA Kelai	Kaltimra	0.111	-179.057
δ	PLTU Balikpapan	Kaltimra	0.092	-178.738
δ	PLTU Embalut Ekspansi 1	Kaltimra	0.091	178.949
δ	PLTA Klaselteng 4MT-1	Kalselteng	0.055	-175.475
δ	PLTU KSKT1-2	Kalselteng	0.055	-173.797
δ	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.054	-173.820
δ	PLTU Kalselteng 1	Kalselteng	0.054	-174.468
ω	PLTU Pembangkitan Kalsel	Kalselteng	1	0
ω	PLTU GisUlin	Kalselteng	0.924	-0.126
ω	PLTA Kaltara Malinau 1-6	Kaltimra	0.730	3.368
ω	PLTU KSKT1-2	Kalselteng	0.408	4.207
ω	PLTA Kalselteng 4MT-1	Kalselteng	0.397	3.824
ω	PLTU Kalselteng 1	Kalselteng	0.381	2.739

**Gambar 4. 22** Sudut Rotor *Participation Factor Mode 430*



Gambar 4. 23 Kecepatan Sudut *Participation Factor* Mode 430

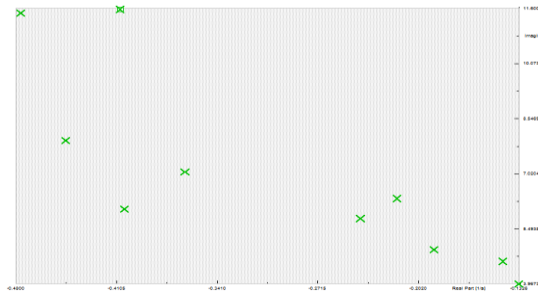
Pada Tabel 4. 15 bisa dilihat bahwa ketika di sisi *participation factor* dalam sudut rotor PLTA di Kaltara memiliki magniute tertinggi, sehingga pembangkit ini sangat berpengaruh secara signifikan dalam mode ini. Dan mode ini dikatakan inter area karena terdiri lebih dari satu area. Karena pada satu moe terdiri dari lebih dari satu area maka disebut interarea.

4.5 Analisa *Eigenvalue* Tahun 2040

Backbone Kalimantan pada tahun ini didapatkan *eigenvalue* pada tabel setelah diseleksi dari kisaran yan telah ditetapkan.

Tabel 4. 16 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2035

Mode	<i>Real Part</i> (1/s)	<i>Imajiner Part</i> (rad/s)	Frekuensi (Hz)	<i>Damping Ratio</i> (%)
501	-0.144	4.592	0.731	3.125
543	-0.133	3.967	0.631	3.340
327	-0.217	6.333	1.008	3.423
177	-0.408	11.579	1.843	3.522
499	-0.191	4.915	0.782	3.890
165	-0.477	11.470	1.826	4.154
331	-0.242	5.773	0.919	4.191



Gambar 4. 24 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2035

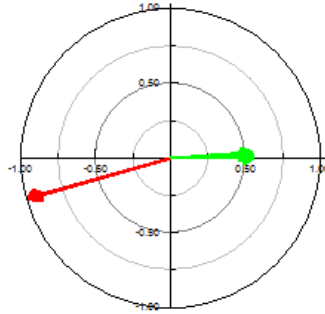
Terlihat dari gambar bahwa sistem berwarna hijau semua yang merupakan *eigenvalue* dengan real part bernilai negatif semua, maka dari itu sistem dinilai stabil. Jumlah mode dalam sistem ini sampai 1220 mode. Mode mode ini akan dibahas dengan range frekuensi 0.2-2Hz dengan *damping* di bawah 5%.

4.5.1 Analisis Mode 543

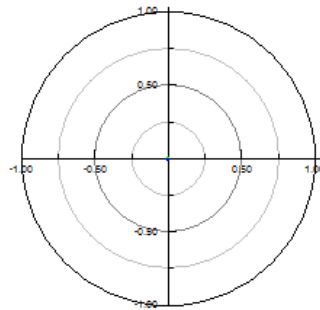
Pada mode ini akan dibahas melalui kecepatan sudut rotor (ω) dan sudut rotor (δ). Mode ini memiliki nilai $-0,133+j3,967$ dengan frekuensi 0,631 Hz da redaman sebesar 3,340%.

Tabel 4. 17 *Observability* Mode 543

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara Malinau 1-6	Kaltimra	1	-164.512
δ	PLTU Rantau	Kalselteng	0.562	-0.599
δ	PLTU Kalselteng	Kalselteng	0.559	1.836
δ	PLTA Klaselteng 4M	Kalselteng	0.545	3.204
ω	PLTA Kaltara Malinau 1-4	Kaltimra	0.014	-75.360
ω	PLTU Rantau	Kalselteng	0.006	94.847
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.006	97.717
ω	PLTA Klaselteng 4MT	Kalselteng	0.006	99.448
ω	PLTU KSKT1-1	Kalselteng	0.005	94.352
ω	PLTG Kalteng (Pangkalan Bun) 1	Kalselteng	0.005	103.552
ω	PLTA Kusan	Kalselteng	0.005	100.106



Gambar 4. 25 Sudut Rotor *Observability* Mode 543



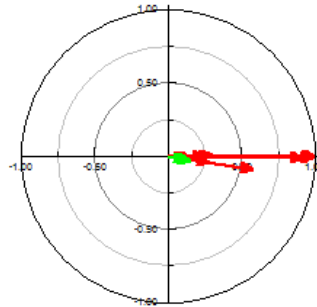
Gambar 4. 26 Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 543

Dari Tabel 4. 17 ketika dilihat dari sisi *observability* sudut rotor dan kecepatan sudut, bahwa yang berpengaruh pada mode ini lebih dari satu area, yaitu melibatkan PLTA Kaltara dan pembangkit di Kalimantan Selatan, sehingga termasuk inter-area. Pembangkit Kaltara mempunyai nilai magnitude yang paling besar sehingga pembangkit itulah yang paling *observable*. Namun pada kecepatan sudut *observability factor*, dapat dilihat pada Gambar 4. 26 tidak terlalu terlihat diagram vektor karena nilai yang sangat kecil. Sudut yang terbentuk dalam mode mengartikan bahwa setiap pembangkit saling berpengaruh ayunan (osilasi). Maka, semakin dekat besar

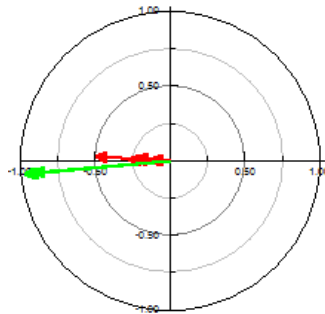
sudutnya maka pembangkit saling berosilasi bersama, dan semakin berbeda jauh sudut yang terbentuk maka pembangkit tersebut saling berlawanan saat osilasi.

Tabel 4. 18 *Participation Factor* Mode 543

<i>State Variable</i>	Pembangkit	Area	<i>Participation</i>	
			<i>Mag.</i>	<i>Angle deg.</i>
δ	PLTA Kaltara Malinau 1-6	Kaltimra	1	0
δ	PLTU Rantau	Kalselteng	0.579	-8.834
δ	PLTU Trisakti 150	Kalselteng	0.293	0.913
δ	PLTU Gis Ulin	Kalselteng	0.281	0.795
δ	PLTG Kalteng (Pangkalan Bun) 1	Kalselteng	0.276	-7.922
δ	PLTU Pembangkit Tbh Cempaka	Kalselteng	0.243	-0.667
δ	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.153	-5.024
δ	PLTA Kusan	Kalselteng	0.118	-12.641
δ	PLTU LNG Pangkalan Bun	Kalselteng	0.113	-7.777
ω	PLTA Kaltara Malinau 1-4	Kaltimra	0.976	- 174.553
ω	PLTU Rantau	Kalselteng	0.492	176.911
ω	PLTU Trisakti 150	Kalselteng	0.275	177.691
ω	PLTU Gis Ulin	Kalselteng	0.263	177.752
ω	PLTG Kalteng (Pangkalan Bun) 1; speed	Kalselteng	0.231	- 179.725
ω	PLTU Pembangkit Tbh Cempaka	Kalselteng	0.224	176.893
ω	PLTU Palangkaraya	Kalselteng	0.132	176.799
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.130	- 178.959
ω	PLTA Kalselteng 4MT	Kalselteng	0.119	- 179.836



Gambar 4. 27 Sudut Rotor *Participation Factor* Mode 543



Gambar 4. 28 Kecepatan Sudut Rotor *Participation Factor* Mode 543

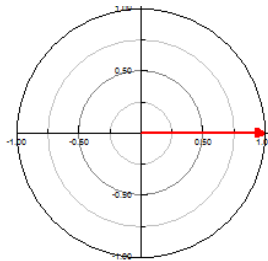
Pada Tabel 4. 18 dilihat bahwa nilai magnitude yang terbesar saat sudut rotor dan kecepatan sudut berada di pembangkit Kaltara, yang disusul dengan pembangkit yang berada di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah, sehingga mode ini dipengaruhi dari dua area termausk inter-area. Nilai magnitude yang relative besar, dilihat sisi sudut rotor dan kecepatan sudut, maka pembangkit pembangkit itulah yang mempengaruhi sebagian besar pada mode ini, seperti yang dilihat pada Gambar 4. 27 dan Gambar 4. 28vektor yang terlihat sangat jelas.

4.5.2 Analisis Mode 165

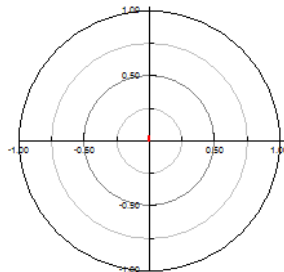
Pada mode ini memiliki nilai $0,477+j11,470$ dengan frekuensi 1,826 Hz dan redaman sebesar 4,154%. Dalam hal ini akan dibahas tentang observability dan *participation factor*.

Tabel 4. 19 *Observability* Mode 165

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Magnitude	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	0
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.999	4.43591E-05
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.037	92.443
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.037	92.443



Gambar 4. 29 Sudut Rotor *Observability* Mode 165

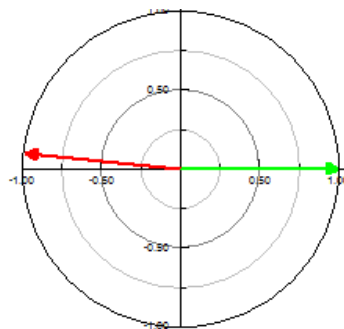


Gambar 4. 30 Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 165

Pada mode sudut rotor *observability* ini berada di satu area dengan magnitde besar sebesar 1 seperti yang ada pada Gambar diatas. Di mana sudut yang terbentuk berbeda tipis atau saling berhimpitan maka pembangkit PLTMG MPP 1 dan MPP 2 saling berosilasi bersama ketika sudut rototr maupun ketika kecepatan sudut.

Tabel 4. 20 *Participation Factor Mode 165*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.980	174.228
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.980	174.228
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	0
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.999	4.43383E-05



Gambar 4. 31 Kecepatan dan Sudut Rotor *Participation Factor Mode 165*

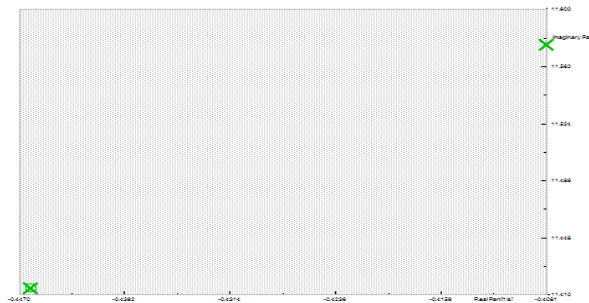
Dari data sudut rotor dan kecepatan sudut rotor pada mode observability dan partispian terlihat pembangkitan yang paling berpengaruh pada mode berada di satu daerah yaotu PLTMG MPP2. Dalam speed observe mempunyai nilai yang sangat kecil yaitu 0,04, mendekati nol sehingga tidak terlalu berpengaruh.

4.6 Analisa *Eigenvalue* 2045

Pada Tahun ini *Eigenvalue* ini memiliki 1366 mode yang sudah stabil pada sistem. Dan memiliki 2 mode yang berada di kisaran 0.2-2Hz yang memiliki *damping* di bawah 5%.

Tabel 4. 21 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2045

Mode	Real Part (1/s)	Imajiner Part (rad/s)	Frekuensi (Hz)	Damping Ratio (%)
173	-0.408	11.584	1.844	3.523
167	-0.446	11.421	1.818	3.903



Gambar 4. 32 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2045

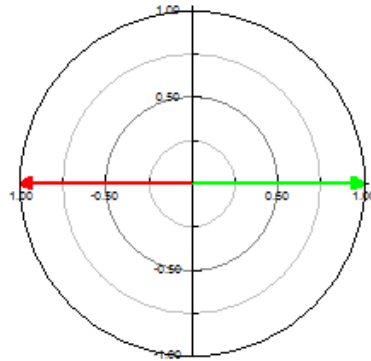
Dari gambar di atas terlihat gambar memiliki titik titik *eigenvalue* yang berwarna hijau sehingga sistem sudah stabil.

4.6.1 Analisa Mode 173

Pada tahun ini mode 173 memiliki *eigenvalue* sebesar $-0,408+j11,584$ dengan frekuensi 1,844 dengan dampin ratio 3,523%.

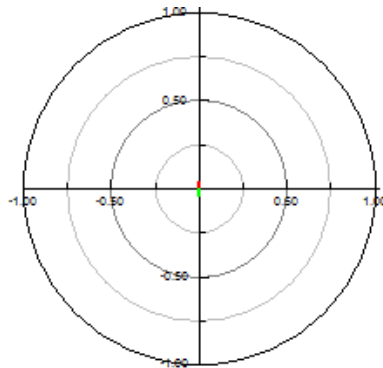
Tabel 4. 22 *Observability* Mode 173

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	0
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	-180
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.037	92.019
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.037	-87.981



Gambar 4. 33 Sudut Rotor *Observability* Mode 173

Pada mode sudut rotor *observability* ini berda di satu area dengan magniutde besar sebesar 1 seperti yang ada pada Gambar diatas. Di mana sudut yang terbentuk sangat berlawanan maka PLTMG MPP1 dan PLTMG MPP2 yang memperlihatkan hubungan ayunan antar pembangkit yaitu saling berawanan saat osilasi.

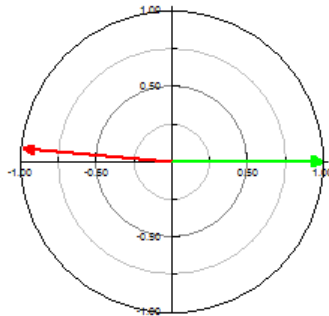


Gambar 4. 34 Kcepatan Sudut Rotor *Observability* 173

Pada Kcepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 173 bisa dilihat nilai *magnitude* yang ada sangatlah kecil sehingga tidak terlalu berpengaruh pada mode.

Tabel 4. 23 *Participation Factor Mode 173*

State Variable	Pembangkit	Area	Partisipation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.981	175.047
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.981	175.047
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	0
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	5.8E-11



Gambar 4. 35 Sudut Rotor dan Kecepatan dan *Participation Factor* Mode 173

Karena nilai *magnitude* ketika kecepatan dan sudut rotor berada pada nilai yang hampir serupa menuju angka 1 yang berarti pembangkit ini berosilasi bersama, yang gambarnya terlihat berada di satu arah yang sama. Karena berada di area yang sama maka disebutkan termasuk loal area.

4.6.2 Analisa Mode 167

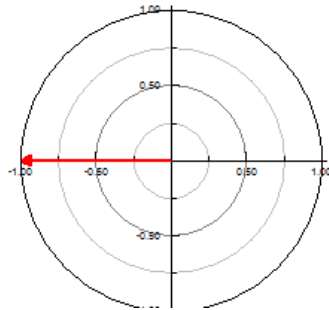
Pada tahun ini mode 167 memiliki *eigenvalue* sebesar $-0,446+j11,421$ dengan frekuensi 1,818 dengan *damping ratio* 3,903%.

Tabel 4. 24 *Observability Mode 167*

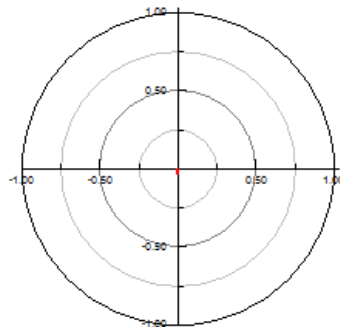
State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	180
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	180

Tabel 4. 24 *Observability Mode 167 (Lanjutan)*

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.036	-87.746
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.036	-87.746

**Gambar 4. 36** Sudut Rotor *Observability Mode 167*

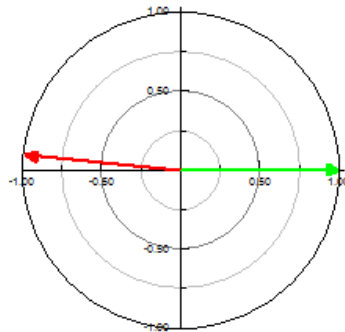
Pada gambar dan tabel di atas pembangkit PLTMG MPP 1 dan 2 memiliki nilai *magnitude* yang sama yaitu 1 dengan sudut mendekati nol. Sehingga dari gambar itu terlihat gambar merah berhimpitan ke satu aras yang mengindikasikan ayunan pembangkit yang saling berhubungan satu sama lain.

**Gambar 4. 37** Kecepatan Sudut Rotor *Observability Mode 167*

Pada Kecepatan Sudut Rotor *Observability Mode* 1767 bisa dilihat nilai *magnitude* yang ada sangatlah kecil sehingga tidak terlalu berpengaruh pada mode.

Tabel 4. 25 *Participation Factor Mode 167*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.98	174.56
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.98	174.56
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	0
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	-6E-12



Gambar 4. 38 Sudut Rotor dan kecepatan Sudut *Participation Factor Mode 167*

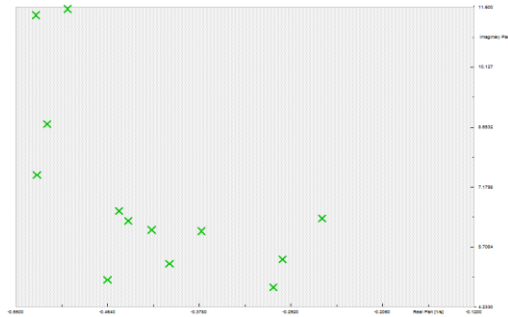
Karena nilai *magnitude* ketika kecepatan dan sudut rotor berada pada nilai yang hampir serupa menuju angka 1 maka, gambarnya terlihat beerada di satu arah yang sama. Karena berada di area yang sama maka disebutkan termasuk loal area.

4.7 Analisa *Eigenvalue* Tahun 2050

Tahun 2050 ini dianalisa sistem menggunakan sistem AC/DC. Dari run simulasi didapat *eigenvalue* berjumlah 1397 mode. Dengan kisaran *damping* 5% dan freukuensi 0.2-2Hz dapat dilihat pada Tabel 4. 26

Tabel 4. 26 *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2050

Mode	Real Part (1/s)	Imajiner Part (rad/s)	Frekuensi (Hz)	Damping Ratio (%)
392	-0.115	4.236	0.674	2.723
376	-0.263	6.409	1.020	4.093
192	-0.502	11.562	1.840	4.334
186	-0.531	11.411	1.816	4.652

**Gambar 4. 39** *Eigenvalue* Sistem Pada Tahun 2050

Hasil dari gambar terlihat hanya warna hijau saja yang muncul, sehingga sudah stabil dan sistem memiliki nilai real dan dua mode yang akan dianalisis, yaitu mode 391 dan mode 191.

4.7.1 Analisis Mode 392

Pada mode 238 memiliki *eigenvalue* sebesar $-0,115+j4,236$ dengan frekuensi 0,674 dan dampig rasio di bawah 5% yaitu 2,723%, sehingga sistem ini berada di range local area.

Tabel 4. 27 *Observability* Mode 392

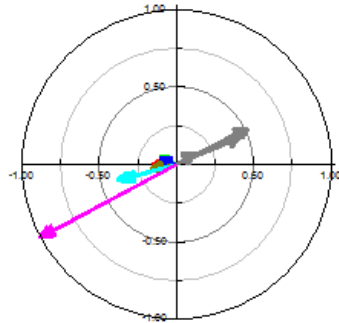
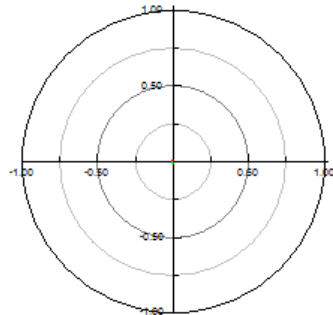
State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara Malinau 1-2	Kaltimra	1	-151.975
δ	PLTA Tabang 3	Kaltimra	0.523	25.961
δ	PLTU Pembangkit Kota bangun	Kaltimra	0.444	22.962

Tabel 4. 27 *Observability* Mode 392 (Lanjutan)

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTU Tanjung Batu	Kaltimra	0.400	-165.226
δ	PLTU Lati	Kaltimra	0.389	-165.279
δ	PLTU Kaltim 5 MT-1	Kaltimra	0.360	-163.774
δ	PLTU LNG Bontang	Kaltimra	0.170	-170.186
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.168	-169.398
δ	PLTU LNG Kuaro	Kaltimra	0.154	178.889
δ	PLTU Balikpapan 1	Kaltimra	0.154	178.930
δ	PLTU Haru	Kaltimra	0.147	28.745
δ	PLTU Balikpapan 2	Kaltimra	0.147	178.786
δ	PLTU Teluk Balikpapan 2	Kaltimra	0.146	179.901
δ	PLTG Kaltim Peaker 2	Kaltimra	0.140	34.211
δ	PLTU Embalut Ekspansi 1	Kaltimra	0.133	32.366
δ	PLTU LNG Pangkalan Bun	Kalselteng	0.123	155.537
δ	PLTMG Bangkanai 6	Kalselteng	0.118	161.143
δ	PLTU KSKT1-4	Kalselteng	0.107	163.415
ω	PLTA Kaltara Malinau 1-2	Kaltimra	0.013	-59.563
ω	PLTA Tabang 3	Kaltimra	0.008	116.323
ω	PLTU Lati	Kaltimra	0.004	-73.524
ω	PLTU Kaltim 5 MT-1	Kaltimra	0.004	-71.721
ω	PLTU Pembangkit Sinarmas 2	Kaltimra	0.004	-70.927
ω	PLTA Kelai	Kaltimra	0.004	-71.859
ω	PLTU Haru	Kaltimra	0.003	116.128
ω	PLTGU Senipah steam	Kaltimra	0.003	118.633
ω	PLTU Sambutan	Kaltimra	0.003	116.290
ω	PLTU Kaltim 4-2	Kaltimra	0.003	119.089
ω	PLTD Cogindo	Kaltimra	0.003	116.807
ω	PLTGU Tanjung Batu	Kaltimra	0.003	116.807
ω	PLTU LNG embalut	Kaltimra	0.003	118.220
ω	PLTU Embalu	Kaltimra	0.003	118.069
ω	PLTU Samarinda	Kaltimra	0.002	119.034

Tabel 4. 27 *Observability Mode 392* (Lanjutan)

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
ω	PLTU Kalsel 2 Tanjung	Kalselteng	0.002	93.172
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.002	95.323
ω	PLTU batu licin	Kalselteng	0.002	93.526
ω	PLTU Kalselteng 1	Kalselteng	0.002	96.493

**Gambar 4. 40** Sudut Rotor *Observability Mode 392***Gambar 4. 41** Kecepatan Sudut Rotor *Observability Mode 392*

Dari sisi observability ketika sudut rotor dan ketika kecepatan sudut rotor memiliki *magnitude* terbesar sama, yaitu di

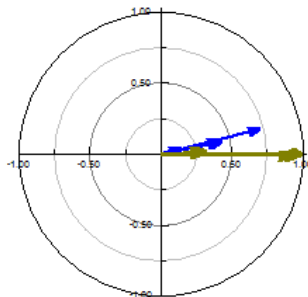
area Kaltimra pada PLTA Kaltara dan disusul dengan pembangkit lainnya. Pada Tabel 4. 27 yang terlibat dalam mode ini terdapat lebih dari satu area sehingga disebut interarea. Gambar vektor yang terbentuk pada Gambar 4. 40 dan Gambar 4. 41 sesuai sudut yang didapat di tabel. Pada gambar kedua terlihat hanya titik kecil ditengah poros di karenakan ketika *observability* kecepatan sudut nilai magnitude yang terbentuk mendekati nol.

Tabel 4. 28 Participation Factor Mode 392

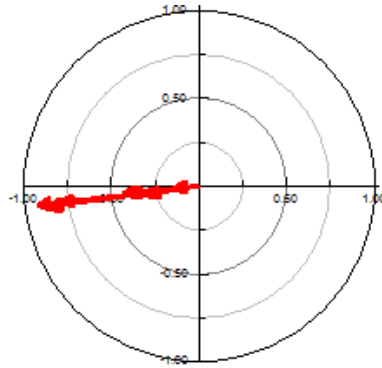
State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTA Kaltara Malinau 1-2	Kaltimra	1	0
δ	PLTA Tabang 3	Kaltimra	0.321	2.735
δ	PLTU Tanjung Batu	Kaltimra	0.440	11.638
δ	PLTU Lati	Kaltimra	0.413	12.285
δ	PLTU Kaltim 5 MT-1	Kaltimra	0.022	13.684
δ	PLTU Pembangkit Sinarmas 1	Kaltimra	0.142	13.363
δ	PLTA Kelai	Kaltimra	0.042	12.945
δ	PLTU LNG Bontang	Kaltimra	0.016	7.695
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.002	6.467
δ	PLTG Kaltim Peaking 2-2	Kaltimra	0.007	10.647
δ	PLTU Kaltim FTP 1-2	Kaltimra	0.014	6.642
δ	PLTU LNG Kuaro	Kaltimra	0.010	21.960
δ	PLTU Balikpapan 1	Kaltimra	0.044	10.774
δ	PLTU Haru	Kaltimra	0.093	17.151
δ	PLTU Balikpapan 2	Kaltimra	0.034	19.730
δ	PLTU Teluk Balikpapan 2	Kaltimra	0.009	22.028
δ	PLTU LNG Pangkalan Bun	Kalselteng	0.009	32.388
δ	PLTG Kalteng (Pangkalan Bun) 1	Kalselteng	0.016	32.351
δ	PLTG Kalteng (Pangkalan Bun) 2	Kalselteng	0.015	31.802
ω	PLTA Kaltara Malinau 1-2	Kaltimra	0.873	-172.009

Tabel 4. 28 *Participation Factor Mode 392 (Lanjutan)*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
ω	PLTA Tabang 3	Kaltimra	0.330	-170.828
ω	PLTU Pemabngkit Kota bangun	Kaltimra	0.923	-173.198
ω	PLTU Tanjung Batu	Kaltimra	0.434	-174.178
ω	PLTU Lati	Kaltimra	0.405	-174.041
ω	PLTU Kaltim 5 MT-1	Kaltimra	0.021	-172.738
ω	PLTU Pembangkit Sinarmas 1	Kaltimra	0.137	-172.708
ω	PLTA Kelay	Kaltimra	0.040	-173.890
ω	PLTU Haru	Kaltimra	0.147	-173.883
ω	PLTGU Senipah steam	Kaltimra	0.019	-172.981
ω	PLTG Senipah 1	Kaltimra	0.024	-173.451
ω	PLTU Sambutan	Kaltimra	0.139	-173.617
ω	PLTU LNG Haru	Kaltimra	0.036	-171.863
ω	PLTU Kaltim 4-1	Kaltimra	0.034	-172.108
ω	PLTU Kalsel 2 Tanjung	Kalselteng	0.060	-171.783
ω	PLTU Kalselteng 2	Kalselteng	0.014	-169.914
ω	PLTU batu licin	Kalselteng	0.047	-175.307
ω	PLTU Kalselteng 1	Kalselteng	0.013	-170.605
ω	PLTU LNG Bontang	Kalselteng	0.011	-173.119



Gambar 4. 42 Sudut Rotor *Participation Factor Mode 392*



Gambar 4. 43 Kecepatan Sudut Rotor *Participation Factor* Mode 392

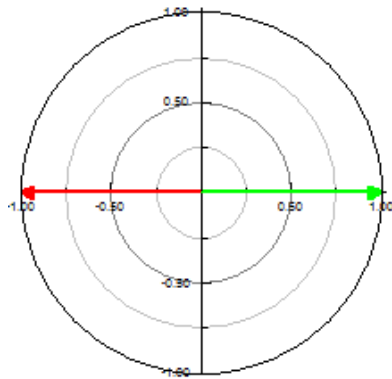
Pada partisipan *factor* berbeda dengan observability, di mana pembangkit yang ada memiliki besar *magnitude* yang besar baik di kecepatan sudut maupun sudut rotor. Pada partisipan *factor* juga terdiri lebih dari satu daerah maka disebut inter-area.

4.7.2 Analisis Mode 192

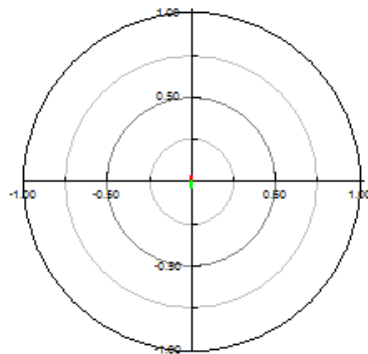
Pada mode ini memiliki nilai eigen $-0.502+j11.562$ dengan frekuensi 1,840Hz dan redaman 4,334%.

Tabel 4. 29 *Observability* Mode 192

State Variable	Pembangkit	Area	Observability	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	0
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	180
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.037	92.484
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.037	-87.516



Gambar 4. 44 Sudut Rotor *Observability* Mode 192

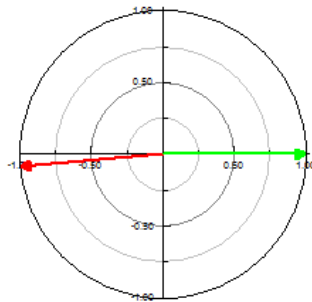


Gambar 4. 45 Kecepatan Sudut Rotor *Observability* Mode 192

Pada mode sudut rotor *observability* ini berada di satu area dengan magniutde besar sebesar 1 seperti yang ada pada Gambar diatas. Di mana sudut yang terbentuk sangat berlawanan maka PLTMG MPP1 dan PLTMG MPP2 yang memperlihatkan hubungan ayunan antar pemabangkit.

Tabel 4. 30 *Participation Factor Mode 192*

State Variable	Pembangkit	Area	Participation	
			Mag.	Angle deg.
δ	PLTMG MPP 2	Kaltimra	1	0
δ	PLTMG MPP 1	Kaltimra	1	-1.34588E-07
ω	PLTMG MPP 2	Kaltimra	0.9997	-175.1829
ω	PLTMG MPP 1	Kaltimra	0.9997	-175.1829



Gambar 4. 46 Kecepatan dan Sudut Rotor *Participation Factor Mode 192*

Pada partisipan *factor* berbeda dengan observability, di mana pembangkit yang ada memiliki besar *magnitude* yang besar baik di kecepatan sudut rotor maupun sudut rotor. Nilai *magnitude* yang besar ini mengartikan bahwa pembangkit inilah yang paling berpartisipasi pada sistem. Dan berada dalam satu daerah sehingga disebutkan sebagai lokal area. Pada Gambar 4. 46 dapat dilihat bahwa ada dua gambar vektor yang berwarna hijau yang berada ada sumbu 0 mengartikan sudut yang terbentuk sebesar 0 degree, yaitu pembangkit PLTMG MPP1 dan MPP2 ketika dilihat di sisi kecepatan sudut. Vektor yang berwarna merah yang besarnya mendekati 180 degree, yang berpartisipasi pada mode ini adalah PLTMG MPP 1 dan MPP 2 ketika dilihat dari sudut rotor pembangkit tersebut.

BAB V

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil dari studi kestabilan sistem kelistirikan Kalimantan adalah:

1. Sistem 500kV AC/DC Kalimantan menunjukan hasil yang stabil selama penambahan beban setiap tahunnya.
2. Sistem Kelistrikan Kalimantan mendapatkan nilai eigen dengan nilai rasio redaman terkecil pada tahun 2027 yaitu - 0,081+j4,669, frekuensi 0,743 Hz rasio redaman sebesar 1,7%
3. Nilai eigen yang diperoleh dapat mengetahui pembangkit mana saja yang berpartisipasi pada saat lokal area dan inter area dari mode yang diketahui.
4. Pada sistem menggunakan HVDC monopolar dikarenakan cukup untuk mentransfer daya 500-1000 MW dari Kalimantan Tengah menuju ke Kalimantan Barat sampai tahun 2050.

5.2 Saran

Saran yang dapat saya berikan adalah:

1. Data yang kurang lengkap sehingga perlu adanya diskusi lagi.
2. Sistem dapat ditambah dengan analisa load shedding agar ketika terjadi gangguan pada saluarn DC tidak perlu menambah saluran DC lagi.
3. Sistem ini bisa dilanjutkan untuk analisa kestabilan transient untuk keseluruhannya dan sistem koordinasi sistem.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB VI

DAFTAR PUSTAKA

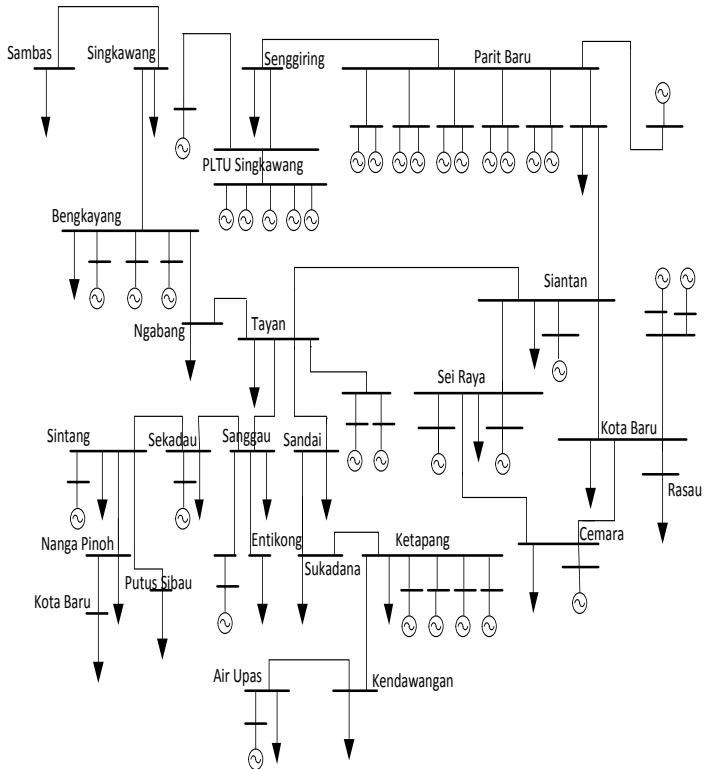
- [1] F. Allella and D. Lauria, "Fast optimal dispatch with global transient stability constraint," *Gener. Transm. Distrib. ...*, vol. 148, no. 5, pp. 471–476, 2001.
- [2] D. Gan, Z. Qu, H. Cai, and X. Wang, "Methodology and computer package for generation rescheduling," pp. 301–307.
- [3] C. X. Dou, J. Yang, X. Li, T. Gui, and Y. Bi, "Decentralized coordinated control for large power system based on transient stability assessment," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 46, no. 1, pp. 153–162, 2013.
- [4] D. V Nair and M. S. R. Murty, "Modal Analysis of Power System and study of oscillatory instability," pp. 667–672, 2016.
- [5] F. Dussaud, "An Application of Modal Analysis In Electric Power Systems to Study Inter-area Oscillations," *DEGREE Proj. Electr. POWER Syst.*, vol. Second Lev, 2015.
- [6] F. M. Gonzalez-Longatt and J. Luis Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. London: Springer, 2014.
- [7] L. Wang and Y. Lin, "Stability Analysis of an Offshore Wind Farm Connected to Taiwan Power System Using DIgSILENT," 2015.
- [8] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. California: McGraw-Hill, Inc., 2012.
- [9] K. Wang, F. Liu, D. Zhang, S. Yang, S. Mei, and G. He, "Calculation of the *eigenvalues* with least damping ratios based on the DAE model in the power system small-signal stability analysis," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2011.
- [10] B. Zaker, "A New Approach to Enhance Transient Stability of Power System and Its Impact on Local Marginal Prices,"

2017.

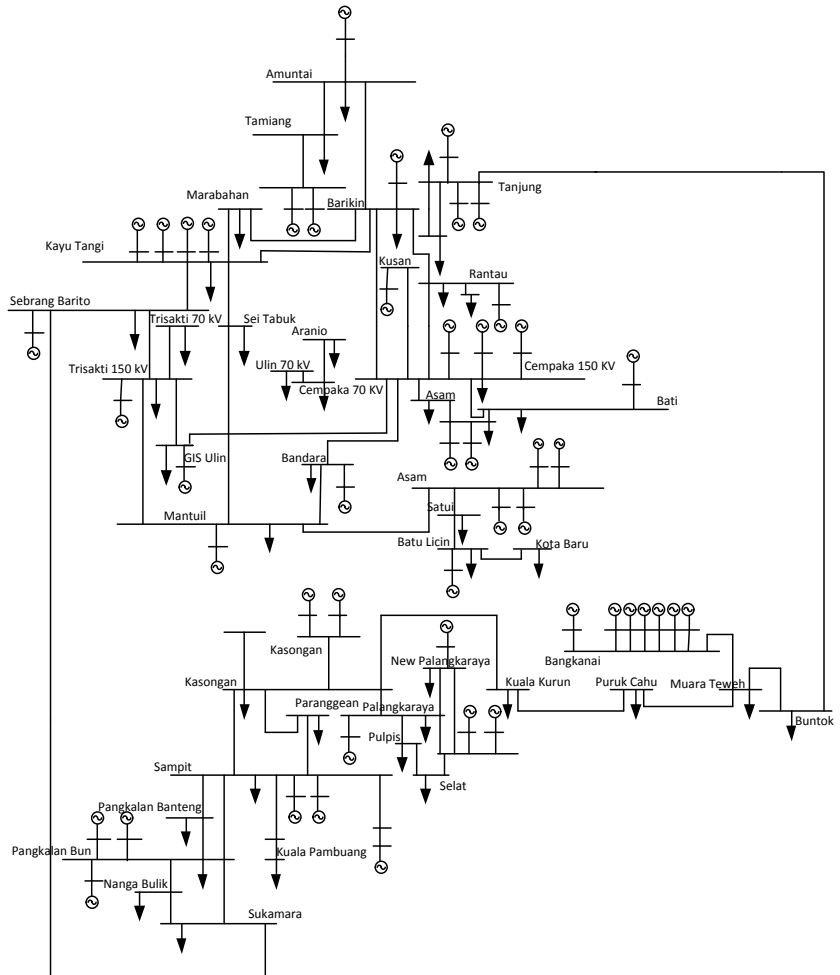
- [11] F. K. Ariyo, "Investigation of Nigerian 330 Kv Electrical Network with Distributed Generation Penetration – Part III: Deterministic and Probabilistic Analyses.," *Am. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 2, no. 1, p. 7, 2013.
- [12] "RUPTL-PLN-2017-2026." Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, Indonesia.
- [13] IEEE and Institute of Electrical and Electronic Engineers, *IEEE Std 1159 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.*, vol. 2009, no. June. 2009.
- [14] IEEE, *IEEE Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections*, vol. 1, no. September. 2002.
- [15] J. and J. J. G. Stevenson, W.D., "Elements of Power System Analysis 4th Ed. by William D. Stevenson, Jr..pdf." McGraw-Hill, Inc, New York.
- [16] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability," vol. 19 no 2, no. 3, pp. 1387–1401.
- [17] H. Saadat, "Power System Analysis," *Power System Analysis*, vol. 25, no. 9. MvGraw-Hill, New York, 1998.
- [18] U. Manual, *PowerFactory 15. Tutorial*, Online Edi. Jerman: DlgSILENT GmbH, 2013.
- [19] C. Kim, S. Lee, V. K. Sood, G.-J. Jang, and S.-J. Lim, *HVDC TRANSMISSION Power Conversion Applications in Power Systems*. Singapore, 2009.

LAMPIRAN

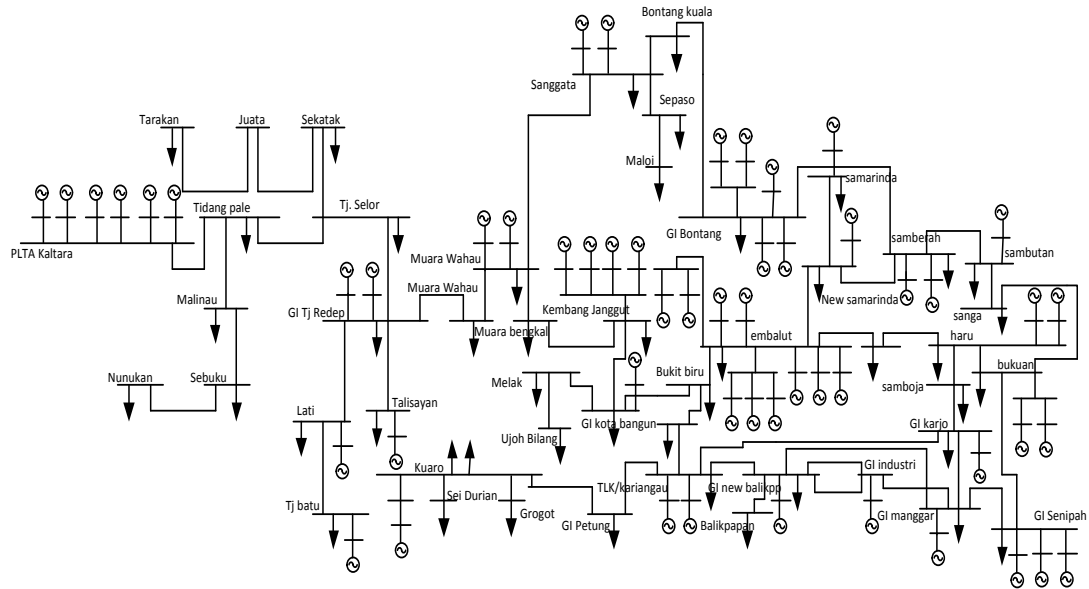
Single Line Diagram Kalimantan Barat Tahun 2050



Single Line Diagram Kalimantan Tengah dan Kalimantan Selatan Tahun 2050



Single Line Diagram Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara Tahun 2050



Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR INDEKS

A

aliran daya, 7, 31
analisis modal, 1, 2, 4
Arus, 15

B

backbone, 2, 3, 4, 14, 17, 18
bipolar, 15

C

cluster, 40

D

damping, xi, 31, 44, 52, 58, 60,
62, 73
DigSILENT, 1, 3, 4
DigSILENT, 10, 31, 73, 74
Dinamis, 7
distribusi, 9

E

eigenvalue, ix, xi, 2, 3, 4, 10, 13,
29, 31, 32, 38, 39, 41, 44, 51,
52, 58, 60, 62, 63
Eigenvector, 13

F

Flowchart, xxi, 29, 30
frekuensi, ix, 1, 2, 3, 7, 10, 13,
31, 35, 39, 44, 48, 52, 56, 58,
60, 63, 68, 71

G

gangguan, ix, 1, 2, 3, 7, 8, 9, 10,
12, 13, 14, 16, 71
generator, 2, 4, 8, 9, 10, 12, 13,
16, 28

H

harmonik, 14
Homopolar, xxi, 15, 16

HVAC, 14

HVDC, ix, xi, xxi, 10, 14, 15, 16,
71, 74

K

Kalimantan, v, ix, xi, xiii, xv, xxi,
xxiii, 1, 2, 3, 4, 5, 17, 18, 19,
20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27,
28, 29, 31, 34, 35, 40, 41, 42,
43, 46, 51, 53, 55, 71, 75, 76,
77

kapasitif, 9

Kecepatan, xxi, xxii, 13, 33, 35,
36, 38, 39, 40, 42, 44, 46, 47,
49, 51, 53, 55, 57, 60, 61, 65,
68, 69, 70

keseimbangan, 11

kestabilan, ix, 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8,
9, 16, 18, 29, 31, 71

konverter, 14, 15

M

magnitude, 34, 35, 37, 39, 40,
42, 43, 46, 47, 53, 55, 59, 60,
61, 62, 65, 68, 70

masterplan, 3

monopolar, 14, 71

N

nilai eigen, 1, 2, 10, 68, 71

O

observability, 13, 32, 33, 36, 48,
49, 53, 57, 59, 66, 69

osilasi, 1, 2, 10, 12, 13, 40, 46,
49, 53, 59

P

participation factor, 32, 37

R

redaman, ix, 2, 3, 9, 10, 13, 32,
35, 39, 48, 52, 56, 68, 71
relative contribution, 13
rotor, 2, 7, 8, 9, 10, 33, 35, 36,
39, 40, 43, 44, 46, 47, 49, 51,
52, 53, 55, 57, 59, 60, 62, 65,
68, 69, 70
RUPTL, 2, 3, 74

S

Sampit, 19, 21, 23, 26
Small Signal Stability, 2
spining reserve, 10

stabilitas, ix, 1, 4, 10, 12, 29
state, 10, 11, 12, 13, 81
Sudut Rotor, xxi, xxii, 8, 33, 35,
36, 38, 39, 40, 42, 44, 46, 47,
49, 50, 53, 55, 56, 57, 59, 60,
61, 62, 65, 67, 68, 69, 70

T

tegangan, 7, 9, 11, 16, 17
transfer daya, ix, 2, 7, 14
Transien, 7
Transmisi, v, ix, xiii, xxiii, 2, 4, 5,
14, 18, 19, 29

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

kV	= Kilovolt
Hz	= Hertz
f	= frekuensi
λ	= <i>Eigenvalue</i>
σ	= <i>Real eigenvalue</i>
ω	= Sudut rotor
An	= amplitudo ayunan
P	= kombinasi matrik faktor partisipasi
δ	= Sudut rotor
\dot{x}	= <i>state variable</i> vector
x	= <i>state variable</i>
d_i	= redaman ke- i
τ_i	= periode redaman ke-i
An	= amplitudo ayunan
φ_{1i}	= <i>eigenvector</i> kanan
ψ_{i1}	= <i>eigenvector</i> kiri
AVR	= Automatic Voltage Regulator
RUPTL	= Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
x_1	= state vector
u	= vektor input ke sistem
c_i	= magnitude frekuensi
Δx	= perubahan state
Δu	= perubahan input
HVDC	= <i>High Voltage Direct Current</i>
DIgSILENT	= <i>Digital Simulation and Electrical Network</i>
MW	= Mega Watt
π	= <i>phi</i>
AC	= <i>Alternative Current</i>
DC	= <i>Direct Current</i>

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIODATA PENULIS



Penulis bernama lengkap Gita Dwipermata Sari. Lahir di Palembang 8 Juli 1995. Lahir sebagai anak kedua dari dua bersaudara. Pada tahun 2007, Lulus dari SDN Karangmojo dan melanjutkan studinya ke SMP Muhammadiyah 1 Ponorogo. Pada tahun 2013 lulus dari SMA N 2 Ponorogo. Penulis diterima menjadi mahasiswa D3 Teknik Elektro ITS pada tahun 2011 dan lulus pada tahun 2013. Penulis melanjutkan kuliah

dengan program Lintas Jalur Institut Teknologi Sepuluh Nopember pada tahun 2016 dan mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Penulis dapat dihubungi melalui email gita.dwi8795@gmail.com.

Halaman ini sengaja dikosongkan